N. Sidorov

FORAGE ET EXPLOITATION DES PUITS DE PÉTROLE ET DE GAZ

Éditions Mir Moscou

Н. А. СИДОРОВ

БУРЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Издательство «Недра» Москва

N. Sidorov

Forage et exploitation des puits de pétrole et de gaz

Editions Mir Moscou

Traduit du russe
par VALENTIN POLONSKI

На французском языке

© Издательство «Недра», 1982
© traduction française, Editions Mir, 1986

Table des matières

Introduction 10

PREMIÈRE PARTIE. Forage des puits de pétrole et de gaz 13

Chapitre premier. Méthodes de forage 13

§ 1. Classification des puits 13
§ 2. Techniques de forage 15
§ 3. Technologie du forage 18
§ 4. Construction des puits 21

Chapitre II. Installations au jour et en mer. Matériel de forage . . . 22

§ 1. Derricks (tours) et mâts de forage 22
§ 2. Destination et éléments du matériel de forage 25
§ 3. Plates-formes de forage en mer et outillage flottant . . . 32
§ 4. Matériel de rotation 38
§ 5. Pompes à boue 47
§ 6. Têtes d'injection et flexibles de forage 49
§ 7. Commandes du matériel de forage 50
§ 8. Schémas typiques de la distribution du matériel principal au sein d'une installation de forage 55

Chapitre III. Propriétés physiques et mécaniques des roches 58

§ 1. Généralités sur les roches 58
§ 2. Propriétés physiques et mécaniques 60
§ 3. Traits particuliers de la désagrégation des roches en forage 67

Chapitre IV. Matériel principal et auxiliaire 68

§ 1. Trépans 68
§ 2. Classification des trépans 69
§ 3. Trépans de forage plein diamètre 69
§ 4. Carottiers 76
§ 5. Outils spéciaux 78
§ 6. Calibreurs, centreurs, stabiliseurs, aléseurs 78
§ 7. Indices techniques et économiques du service des trépans 82
§ 8. Train de sonde 83
§ 9. Eléments du train de sonde 86
§ 10. Calcul à la résistance du train de sonde 86
§ 11. Matériel auxiliaire 92

Chapitre V. Nettoyage des puits 95

§ 1. Notion de fluide de forage 95
§ 2. Destination des boues 97
§ 3. Classification des boues 102
§ 4. Propriétés principales des boues et leur évaluation 103
§ 5. Alourdisseurs des boues 111
§ 6. Traitement chimique des boues 114
§ 7. Confection des boues et leur épuration 117
§ 8. Autres types de fluides de forage 126

Chapitre VI. Incidents de forage 128

§ 1. Absorption de la boue 128
§ 2. Eboulements et écroulements des roches 132
§ 3. Rétrécissement des puits. Formation des canaux 134
§ 4. Infiltrations de gaz, de pétrole et d'eau 134
§ 5. Matériel antijet de la tête de puits 136
§ 6. Griffons et infiltrations dans l'espace annulaire entre les colonnes 140

Chapitre VII. Régime de forage 141

§ 1. Généralités 141
§ 2. Influence des paramètres du régime sur le fonctionnement du trépan 142
§ 3. Ordre d'établissement des régimes de forage 146
§ 4. Contrôle des paramètres du régime de forage 148
§ 5. Calculs hydrauliques du système de circulation 150

Chapitre VIII. Isolation des couches (Tubages) 152

§ 1. Généralités 152
§ 2. Choix de la construction du puits 154
§ 3. Tubages (casing) 159
§ 4. Calcul des tubages 162
§ 5. Appareillage des colonnes 169
§ 6. Etanchéité des joints filetés des tubages 171
§ 7. Travaux préparatoires de la descente d'un tubage 172
§ 8. Cimentation des puits de pétrole et de gaz 173

Chapitre IX. Décapage et essais des horizons productifs 188

§ 1. Décapage des horizons productifs 188
§ 2. Essai des horizons productifs en cours de forage 190

Chapitre X. Forage des puits dans la direction donnée (puits dévlés) . . . 193

§ 1. Causes et conséquences de l'incurvation spontanée du trou de sonde 193
§ 2. Prévention et lutte contre les déviations 196
§ 3. Forage des puits dirigés 198
§ 4. Forage multiple et à déviations multiples 204

Chapitre XI. Forage de reconnaissance 205

Chapitre XII. Incidents de forage, leur levée et leur prévention . . . 209

§ 1. Forme des incidents 209
§ 2. Coincements, leurs formes, causes et liquidation 210
§ 3. Incidents dus à la rupture des tiges de forage, leur prévention et liquidation 216

Chapitre XIII. Organisation du travail et indices techniques et économiques 222

§ 1. Equipe de forage et organisation de son travail 222
§ 2. Documentation technique 223
§ 3. Indices techniques et économiques 224

PARTIE II. Exploitation des puits de pétrole et de gaz. . . 229

Chapitre XIV. Caractéristique physique des terrains pétrolifères et gazéifères et des fluides de gisement 229

§ 1. Origine du pétrole et conditions de formation des champs pétrolifères et gazéifères 229
§ 2. Propriétés physiques des roches magasins 230
§ 3. Propriétés mécaniques des roches 233
§ 4. Pression de gisement ou de formation 234
§ 5. Température des roches 238
§ 6. Pétrole, gaz, leur composition et propriétés physiques . . . 239
§ 7. Gaz de pétrole 241
§ 8. Propriétés du pétrole et des gaz dans les conditions du gisement 243
§ 9. Eaux des gisements de pétrole et de gaz 243

Chapitre XV. Principes physiques de la production du pétrole et du gaz 245

§ 1. Forces motrices des horizons productifs 245
§ 2. Régime d'exploitation des couches (du gîte) 247
§ 3. Termes employés dans la pratique de la production du pétrole 250
§ 4. Production des couches sous des régimes différents . . . 250
§ 5. Productivité des puits 251
§ 6. Débits potentiel et optimal 254

Chapitre XVI. Equipement des puits et leur préparation à l'exploitation 255

§ 1. Construction des fronts de taille 255
§ 2. Equipement de la tête de puits 257
§ 3. Filtres (crépines) de puits 259
§ 4. Décapage de la couche par perforation 262
§ 5. Complétion des puits 264

Chapitre XVII. Exploitation des puits éruptifs 271

§ 1. Théorie de l'éruption 271
§ 2. Choix du diamètre du tubing pour un puits éruptif . . . 276
§ 3. Le tubing 277
§ 4. Tête d'éruption 278
§ 5. Pièges de séparation de gaz 281
§ 6. Démarrage des puits éruptifs 283

§ 7. Tests pour l'établissement du régime optimal d'un puits éruptif 284
§ 8. Lutte contre les dépôts de paraffine 285

Chapitre XVIII. Puisage à l'air (au gaz) comprimé 288

§ 1. Action de principe de l'air-lift (gas-lift) 288
§ 2. Constructions des gas- (air-)lifts 290
§ 3. Appareillage de la tête de puits à puisage au gaz . . . 292
§ 4. Démarrage des puits 292
§ 5. Modes de diminution des pressions de démarrage . . . 294
§ 6. Distribution de l'agent moteur suivant les puits 295
§ 7. Exploitation intermittente des puits à puisage au gaz . . . 297
§ 8. Tubing à piston 298
§ 9. Gas-lift sans compression 299
§ 10. Entretien des gas-lifts 300
§ 11. Technique de sécurité dans l'exploitation des puits éruptifs et des gas-lifts 300

Chapitre XIX. Exploitation des puits en pompage 302

§ 1. Pompes de fond à tige 302
§ 2. Productivité des pompes de fond 304
§ 3. Facteurs intervenant dans la productivité des pompes de fond 304
§ 4. Pompes à tige des puits de pétrole 307
§ 5. Eléments principaux des pompes de fond 309
§ 6. Equipement de la tête de puits en pompage 312
§ 7. Pompes à balancier 313
§ 8. Pompage sans tiges 320
§ 9. Exploitation commune et séparée des puits 322
§ 10. Technique de sécurité dans les conditions de l'exploitation des puits en pompage 325

Chapitre XX. Exploitation des puits de gaz 326

§ 1. Construction et appareillage des puits de gaz 327
§ 2. Manifold des puits de gaz 328
§ 3. Séparation du gaz 331
§ 4. Séparation à basse température 332
§ 5. Desserte des puits de gaz 334

Chapitre XXI. Méthodes d'amélioration de la productivité des puits . . . 335

§ 1. Méthodes chimiques 336
§ 2. Méthodes mécaniques d'intervention sur la zone voisine du fond 345
§ 3. Méthodes thermiques (thermochimiques) de l'intervention sur la zone voisine du fond 353
§ 4. Méthodes physiques d'intervention sur la zone voisine du fond 356

Chapitre XXII. Méthodes du maintien de l'énergie de gisement dans un gîte de pétrole 358

§ 1. Injection d'eau périphérique et centrale 359
§ 2. Maintien de la pression de gisement par injection de gaz (d'air) 362
§ 3. Nouvelles méthodes de la chasse du pétrole à partir de la couche 364

Chapitre XXIII. Entretien du fond des puits 366

§ 1. Schéma général de l'entretien du fond 367
§ 2. Instrumentations 370
§ 3. Nettoyage des puits des bouchons de sable 370
§ 4. Révision générale 371
§ 5. Technique de sécurité dans l'entretien du fond 371

Chapitre XXIV. Collecte et expédition du pétrole et du gaz 372

§ 1. Collecte du pétrole 372
§ 2. Collecte du gaz naturel 375

Chapitre XXV. Automatisation et télémécanisation 380

Introduction

L'utilisation du pétrole remonte à la plus haute antiquité. D'abord on utilisait ses affleurements dans les crevasses et les roches perméables dans des buts curatifs et comme combustible. Puis, à l'emplacement des affleurements, on a commencé à creuser des puits pour en extraire du pétrole. Pour la Russie, la naissance de l'industrie pétrolière date de 1864, lorsque dans la région de Kouban a été réalisé par percussion le premier trou de pétrole, en appliquant le mode mécanique de battage. Cette méthode mécanique a contribué à l'essor rapide de la production du pétrole.

Parmi les produits de raffinage du pétrole on n'employait au début que le kérosène pour l'éclairage et comme combustible, alors que le fuel-oil et l'essence étaient considérés comme des déchets et brûlés dans des abris souterrains.

Ce n'est qu'après l'invention de gicleur qu'on a commencé à utiliser largement le fuel-oil comme combustible dans l'industrie et dans les transports ferroviaire, fluvial et maritime. Le fuel-oil devint ainsi le produit principal du raffinage du pétrole.

Avec l'invention du moteur à combustion interne alimenté en carburant liquide, l'importance du pétrole s'est accrue encore plus, car l'essence, considérée jusqu'à l'avènement du XXe siècle comme du rebut, devint l'un des produits les plus consommés. L'apparition de ce moteur a impulsé la création des automobiles, des tracteurs, des avions. Ainsi s'est amorcé le développement impétueux de l'industrie pétrolière russe.

En 1901, la Russie a produit 11,5 millions de tonnes de pétrole. Ensuite, dans leur course aux profits, les monopoles jouèrent sur la « disette pétrolière » qu'ils créaient en modérant artificiellement le développement de la production du pétrole. Jusqu'à la Grande Révolution d'Octobre, en Russie, la production annuelle de pétrole ne dépassait pas 8 ou 10 millions de tonnes.

Malgré les difficultés liées à la guerre civile et à l'intervention étrangère, l'Etat soviétique trouva des fonds nécessaires à l'acquisition d'équipements à l'étranger et à la création de son propre matériel d'exploitation.

Les techniques de forage se perfectionnaient aussi ; au forage par battage succéda le forage par rotation. Dans la production du pétrole

on commença à pratiquer le sondage profond et le sondage à gas-lift. Dès lors on considère l'éruption incontrôlée comme un accident très grave. L'électrification des chantiers se développait rapidement, les travaux de prospection de nouveaux champs s'étendirent, de nouvelles méthodes de prospection (diagraphie électrique, détection des hydrocarbures gazeux, etc.) furent introduites.

A Moscou, Bakou et Grozny, des écoles supérieures spéciales furent fondées en vue d'assurer la formation de spécialistes soviétiques dans ce domaine.

L'agression de l'Allemagne fasciste porta l'importance de la nouvelle base pétrolifère à l'Est du pays au plus haut point. Des mesures énergiques furent prises en vue d'accélérer dans cette région les travaux de prospection. En 1944 dans les Monts Jigouli et en Bachkirie, au gisement de Touïmazinsk, fut découvert le pétrole dévonien.

Après la Grande Guerre nationale l'industrie pétrolière fut radicalement remaniée. La province d'Oural-Volga devint une province pilote dans ce domaine. Dès 1949, fut rétabli le niveau de la production du pétrole d'avant-guerre ; en 1955 ce niveau s'élève à 70,8 millions de tonnes ; en 1960, à 147,8 millions ; en 1965, à 242,9 millions ; en 1970, à 352,6 millions (pétrole et condensat). 1972 voit la production du pétrole et du condensat atteindre 400 millions de tonnes.

De 1965 à 1970 en Sibérie Occidentale, sur la presqu'île de Manghychlak, en Biélorussie, en République autonome de Komi et en Oudmourtie, furent prospectées de nouvelles régions pétrolifères.

Entre 1970 et 1980 la production du pétrole, de condensat et de gaz a continué de croître, surtout dans les régions nouvellement découvertes, en particulier, en Sibérie Occidentale. Actuellement, l'U.R.S.S. occupe la première place dans le monde et dans ce domaine devance les Etats-Unis.

En U.R.S.S., l'exploitation des champs de pétrole et de gaz est pratiquée suivant des principes strictement scientifiques, en appliquant les acquisitions récentes de la science, du calcul automatique et de la théorie économique des branches industrielles. Les entreprises de forage et de production sont techniquement de mieux en mieux équipées. L'automatisation et la télémécanisation des chantiers progressent rapidement. Le transport du pétrole et du gaz des chantiers aux usagers est assuré par un réseau des oléo- et gazoducs.

On sait que le pétrole, le gaz et leurs dérivés fournissent non seulement des combustibles à valeur calorifique élevée, mais constituent également une matière première précieuse pour l'industrie chimique. Ils permettent d'obtenir des alcools, du formol, de l'acétylène, du caoutchouc artificiel, différentes matières plastiques, des fibres artificielles, des colorants, des solvants, des détergents, des médicaments, des engrais artificiels, des huiles, des graisses, des revêtements routiers.

De nos jours, on s'efforce de réduire la part spécifique du pétrole dans le bilan énergétique du pays, en élargissant l'utilisation d'autres types de combustible, en premier lieu de la houille. En ce qui concerne le pétrole, les produits pétroliers et les gaz, des mesures d'économie rigoureuses sont prises dans le but d'éliminer leurs pertes, ces matières étant des produits naturels impossibles à reproduire.

Dès les années 1950 on observe dans le monde un essor impétueux de la production du pétrole. Ainsi, si en 1940 elle a atteint (à l'exception de l'U.R.S.S.) 253,8 millions de tonnes, en 1950 elle a presque doublé en allant jusqu'à 472,0 millions de tonnes. En 1960, les pays occidentaux et ceux en voie de développement ont déjà produit 883,6 millions de tonnes, en 1970, 1874,0 millions de tonnes, et en 1980, 2251,4 millions de tonnes. Pour assurer la croissance de la production, dans les pays occidentaux et pays en développement on a foré 72 479,7 mille mètres et réalisé la construction de 55 528 puits, et en 1980, respectivement, 113 748,2 mille mètres et 79 471 puits.

En U.R.S.S., la production du pétrole et du gaz naturel est également en essor. En 1970, on y a produit 353,0 millions de tonnes de pétrole avec condensat de gaz et 127,7 milliards de m^3 de gaz, et en 1980, respectivement, 603,2 millions de tonnes et 435,2 milliards de m^3. Les travaux de forage en U.R.S.S. marquent également une poussée. En 1983, ils ont été réalisés sur plus de 31 millions de mètres.

Première partie

FORAGE DES PUITS DE PÉTROLE ET DE GAZ

Chapitre premier

MÉTHODES DE FORAGE

§ 1. Classification des puits

En s'accumulant en profondeur dans des terrains poreux et fissurés le pétrole et le gaz forment des gisements. La découverte, l'exploration et l'exploitation de ces gisements ou champs se font à l'aide des puits.

On appelle *puits* (puits de forage, sonde) une excavation cylindrique verticale ou déviée établie à partir de la surface du jour dans un massif de roches à l'aide des dispositifs mécaniques, sans accès direct de l'homme. Son origine au jour s'appelle *tête* de puits, son fond dans le massif des roches, *front de taille*. La méthode d'exécution d'un puits s'appelle *forage* ou *sondage*. Les tâches assumées par le forage déterminent cinq catégories suivantes des puits: sondes géologiques, paramétriques, puits d'exploration, de recherche et de production.

Puits géologiques. Leur objectif est l'étude de la structure en profondeur des régions pour établir les lois générales du gisement des roches et si ces roches présentent les conditions nécessaires pour la constitution des gîtes de pétrole et de gaz. Ces puits sont forés jusqu'à la fondation cristalline et si elle repose à une profondeur trop grande, la profondeur du puits est déterminée par les moyens techniques de l'installation de forage et le niveau technologique atteint dans ce domaine.

Dans le forage des puits géologiques on procède au prélèvement des carottes, ainsi qu'à d'autres études géophysiques. L'étude des renseignements fournis par le sondage géologique permet aux spécialistes d'évaluer les zones de la région envisagée et les dépôts favorisant la constitution éventuelle des accumulations de pétrole et de gaz.

Les *sondages paramétriques* sont réalisés dans les zones où les conditions sont supposées favorables pour la constitution des champs de pétrole et de gaz. Ces sondages rendent possible l'étude de la structure des roches en profondeur et permettent d'évaluer les réserves de pétrole et de gaz. Le prélèvement des carottes est ici moins

intense que dans le cas des sondages géologiques. D'après les données fournies par les sondages paramétriques on établit les superficies susceptibles de donner lieu à des gisements de pétrole et de gaz.

Les *puits d'exploration* sont forés d'après les données des sondages paramétriques et autres recherches, notamment, par les recherches géophysiques. Ces puits confirment que dans les aires explorées il existe ou il n'existe pas de champs de pétrole et de gaz. Dans les champs explorés ils permettent d'étudier les coupes du terrain à des profondeurs plus grandes que celles des gîtes exploités. Le prélèvement des carottes ne se fait que dans les limites de la présence éventuelle des horizons productifs. Outre les recherches géophysiques de chantier, les puits d'exploration assurent l'échantillonnage de toutes les couches productives éventuelles.

Les *sondages de recherche* sont amorcés une fois que le sondage d'exploration a établi la présence des horizons encaissant du pétrole ou du gaz. Les tâches du sondage de recherche est d'évaluer la puissance du gisement, d'apprécier les réserves d'hydrocarbures en tant que matières premières et d'accumuler les données nécessaires pour établir le projet de forage des gîtes isolés.

Dans le sondage de recherche les carottes ne sont prélevées qu'à la hauteur des horizons productifs ; on réalise un ensemble déterminé des explorations géophysiques et de chantier et l'échantillonnage des horizons productifs aux testers de formation, ainsi que l'essai de production des horizons prometteurs. Si les sondages de recherche qui ont fourni du pétrole ou du gaz satisfont aux prescriptions imposées, ils passent dans la catégorie des puits de production. En présence des défaillances qui empêchent ce transfert, les puits de recherche sont soit arrêtés soit tués comme ayant rempli leur mission.

Les *puits de production* sont forés pour extraire du pétrole, du gaz, et, dans plusieurs cas, de l'eau de formation (par exemple, l'eau d'iode et brome). A cette catégorie on rapporte également les puits d'injection, d'évaluation, témoins et piézométriques.

Les puits d'injection servent pour maintenir la pression dans la couche. A travers ces trous on pompe dans les couches à partir de la surface du jour de l'eau, du gaz et parfois de l'air.

Les puits témoins et piézométriques s'emploient pour l'observation systématique dans la couche du déplacement du contact eau-huile (eau-gaz) et de la variation de la pression au cours de l'extraction du fluide (pétrole, eau) et du gaz.

Les puits d'évaluation sont réalisés pour établir la quantité de pétrole qui reste dans une couche productive. A cet effet, on y prélève une carotte pour déterminer au laboratoire la quantité de pétrole restant dans les pores et évaluer la saturation éventuelle de la couche en pétrole.

§ 2. Techniques de forage

Un puits est foré en désagrégeant les roches avec un outil appelé trépan de constructions différentes, les déblais étant ensuite remontés à la surface du jour. A cet effet, on procède par percussion, taillage, fractionnement, rodage, ou en combinant ces modes, par exemple, par taillage et rodage, par taillage et fractionnement, fractionnement, taillage et battage, etc. Actuellement, les techniques de forage se ramènent aux deux modes, celui par percussion et par rotation.

Forage par percussion. Le sondage est réalisé dans le massif des roches à l'aide d'un trépan. Le mode de suspension de l'outil détermine le battage au câble et le battage aux tiges.

Dans le battage au câble le trépan est suspendu à un câble d'acier, et dans le battage aux tiges, à des tiges d'acier spéciales reliées entre elles par filetage. Il convient de noter que de nos jours on ne recourt qu'au battage au câble.

Le battage est largement appliqué dans la prospection géologique des industries minière et houillère, dans la recherche géologique d'ingénieur, pour le forage des trous de mine, ainsi que pour l'exécution des puits assurant l'approvisionnement en eau de la population, de l'industrie et de l'agriculture. Ce mode s'emploie pour le sondage des couches pétrolifères épuisées à basse pression.

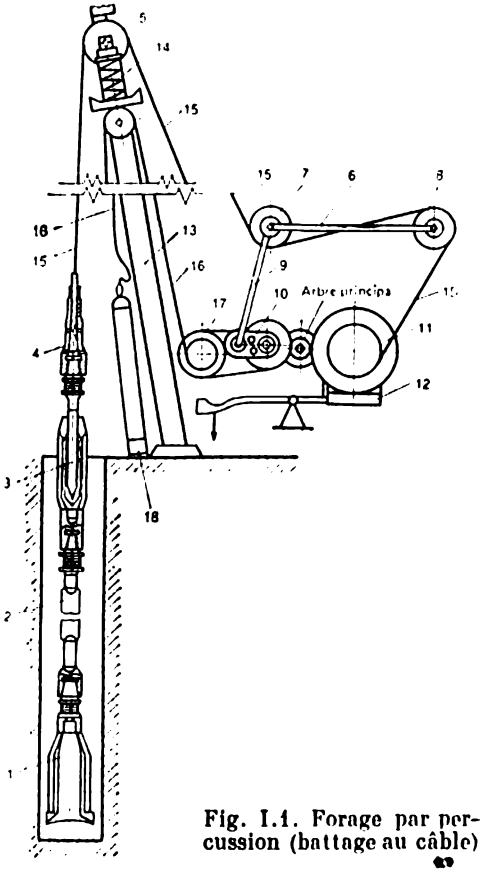


Fig. I.1. Forage par percussion (battage au câble)

La figure I. 1 schématise le battage au câble. L'outil de forage, composé d'un trépan *1*, d'une tige *2*, d'une coulisse *3* et d'une douille de câble *4*, est descendu dans le trou maintenu par un câble d'acier *15*. Ce câble contourne la poulie *5*, le galet tendeur *7* et le galet de

guidage *8* et s'enroule sur le tambour principal *11* de la sondeuse. Le frein *12* assure le réglage de la vitesse de la descente du trépan dans le trou. La poulie *5* est montée au sommet de la tour *13*. Les vibrations produites par le forage sont absorbées par l'amortisseur *14*. La manivelle *10* entraîne la bielle *9* pour déplacer en un mouvement oscillatoire le balancier *6*. Lorsque celui-ci se déplace en bas, le galet *7* tend le câble qui remonte l'outil au-dessus du fond. Lorsque le balancier monte, le câble lâche l'outil qui tombe sur la taille, le trépan frappe la roche et la désagrège. A mesure que le trou s'approfondit, le câble est « filé » en se déroulant du tambour principal *11*. Plus la résistance au trépan due aux déblais qui s'accumulent dans la taille est faible, plus le processus de forage est efficace. La résistance est la plus faible lorsque le fluide de forage est une boue liquide (mélange des déblais avec de l'eau) ; aussi, si l'apport de l'eau à partir des couches traversées est insuffisant, on en verse périodiquement à partir du jour. A mesure que les déblais s'accumulent, il faut les évacuer, c'est-à-dire nettoyer ou curer le puits. A cet effet, on joue du tambour principal *11* pour remonter l'outil et descendre le tube-cuiller *18* fixé au câble de curage *16* enroulé sur le tambour de curage *17*.

Le tube-cuiller est un long seau cylindrique muni d'une soupape à sa partie inférieure. Lorsque le tube s'engage dans la boue liquide, la soupape s'ouvre et le seau se remplit de boue. C'est ainsi qu'on enlève par descentes multiples les déblais à partir de la taille. Dans plusieurs cas, pour écurer le puits, on emploie des curettes à piston. Lorsque la tige bute contre le fond, la soupape s'ouvre et le piston descend. A la remontée du tube-cuiller, la tige liée au câble remonte le piston qui aspire dans la curette le mélange liquide-déblais. Après le curage du puits on y descend l'outil pour reprendre le forage.

L'effondrement des roches constitutives des parois du puits est éliminé par l'implantation d'un tubage, composé de tubes métalliques assemblés par filetage ou soudage. A mesure que le trou s'approfondit, le tubage est poussé jusqu'au fond en lui adjoignant de nouveaux tubes. Cet allongement du tubage rend de plus en plus difficile sa progression jusqu'au moment où la descente devient tout à fait impossible, même si on recourt à un appareil de fond spécial. On descend alors dans la colonne coincée une nouvelle colonne de plus petit diamètre, et on poursuit l'approfondissement. Lorsque cette colonne est également coincée, on en descend une troisième, etc. jusqu'à la profondeur voulue. A mesure que le puits avance, son diamètre diminue.

L'efficacité de la désagrégation des roches par battage au câble est directement proportionnelle à la masse de l'outil, à la hauteur de sa chute, à l'accélération de cette dernière, au nombre d'impacts portés à la taille par unité de temps, et inversement proportionnelle au carré du diamètre du trou. A égalité des conditions, l'efficacité

de la désagrégation dépend sensiblement de la correspondance entre le trépan et les propriétés des terrains attaqués.

Pour les roches tendres et de dureté moyenne les meilleurs résultats s'obtiennent avec des trépans bêches ou bilames (fig. I.2, *a*). Ces outils possèdent une lame mince qui s'engage aisément dans des roches friables peu résistantes. Les roches tenaces sont désagrégées

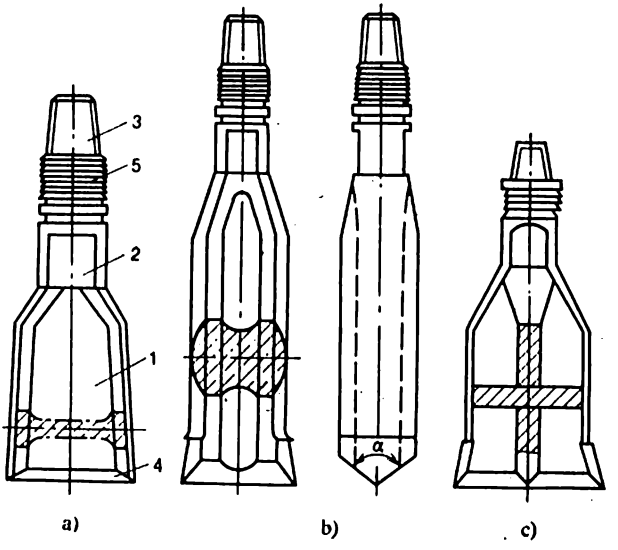


Fig. I.2. Trépans pour forage par battage:
a — bêche; *b* — burin; *c* — en croix; *1* — lame; *2* — fût; *3* — tête filetée; *4* — taillant; *5* — filet; α — angle d'affûtage

sans peine par des trépans à burin (fig. I.2, *b*) plus longs que les bêches. Pour l'attaque des roches tenaces fissurées, on emploie des trépans en croix (fig. I.2, *c*).

La puissance du choc porté par le trépan est accrue en employant une coulisse *3* (cf. fig. I.1). L'utilisation de cette dernière rend plus facile le dégagement de l'outil coincé dans la roche, sous l'effet du choc porté par la partie mobile de la coulisse à sa partie fixe.

Forage par rotation. De nos jours c'est le mode le plus usité dans le monde. Il consiste à forer d'une certaine façon dans le massif à l'aide d'un trépan, outil de désagrégation des roches animé d'un mouvement de rotation continu. Les déblais arrachés par le trépan sont remontés au jour à partir de la taille par un courant de boue de forage ou de gaz refoulé vers le trépan sans interruption.

Il existe deux formes de travail par rotation, le forage rotary et le forage par moteurs d'attaque, qui à son tour peut être réalisé

par des moteurs hydrauliques (turboforeuses et moteurs volumétriques) et électriques (électroforeuses).

Les deux modes de forage par rotation sont définis par l'emplacement du moteur qui assure la rotation de l'outil. Si ce moteur (électrique, diesel, turbine, machine à vapeur) se trouve à la surface du jour, le forage est conduit suivant le procédé rotary. L'outil fixé à la colonne du train de sonde tourne alors avec cette colonne descendue dans le trou. Le train de sonde est entraîné par la table de rotation reliée par les organes de transmission (compound, boîte de vitesses, réducteur).

Lorsque le forage est mené à l'aide des moteurs d'attaque, le trépan est relié à son arbre de rotation et descendu dans le trou fixé à la colonne du train de sonde.

Dans le cas de l'utilisation des moteurs d'attaque hydrauliques (turboforeuses, moteurs volumétriques) l'énergie est fournie par le courant de boue qui entraîne en rotation l'arbre du moteur et le trépan.

Les électroforeuses sont alimentées en courant par un câble placé à l'intérieur de la colonne du train de sonde.

§ 3. Technologie du forage

La technologie schématisée du forage rotary visualisée par la figure I.3 est propre à tous les modes de forage par rotation quels que soient les moteurs d'attaque.

Le schéma montre que le train de sonde *1* qui se termine par le trépan *2* est maintenu par le mouflage. La poulie fixe du mouflage (moufle fixe ou crown-block) *3* est établie au sommet de la tour *4*. Le moufle mobile *5* (travelling-block) se déplaçant à l'intérieur de la tour, est lié au moufle fixe par le câble en acier *6*. Le brin mort de ce dernier est amarré à la base de la tour, et le brin menant, au tambour de manœuvre du treuil *7*. Le moufle fixe compte six ou sept poulies, et le moufle mobile, cinq ou six. L'utilisation du mouflage permet de réduire la charge subie par le câble. Ainsi, lorsque le moufle mobile compte cinq poulies et le moufle fixe en compte six, la charge appliquée au câble devient 10 fois plus faible ; autrement dit, si la charge transmise est, par exemple, de 2000 kN (poids du tubage), le câble n'est sollicité que par 200 kN.

Le crochet *8* fixé au moufle mobile porte la tête d'injection *9*. Celle-ci rend possible la rotation du train de sonde sans faire subir au mouflage le couple moteur. La tige supérieure *10* du train de sonde est à section carrée ou hexagonale : c'est la tige *d'entraînement*. Son extrémité supérieure est filetée à gauche pour recevoir la tête d'injection, et son extrémité inférieure est filetée à droite pour recevoir la tige du train de sonde. La tige d'entraînement passe par un orifice pratiqué dans la table de rotation *11*. La section droite de cet orifice

correspond à celle de la tige d'entraînement (elle est carrée ou hexagonale).

La table de rotation est montée au centre du plancher de travail de la tour. Elle sert à transmettre le couple moteur au train de sonde, ainsi que de surface d'appui pour la descente et la remontée de la colonne.

La table de rotation, le treuil et d'autres mécanismes sont commandés par l'installation de force motrice constituée des moteurs *12* (électriques, diesels, turbines de gaz), du réducteur, de la boîte de vitesses, des compounds, des transmissions par chaînes et par courroie trapézoïdale.

Pour assurer la circulation continue de la boue, on établit des pompes *13*, ainsi que le système de circulation composé de rigoles *14* et de dispositifs d'épuration *15*. La boue se déplace par gravité de la tête du puits vers le bassin *16* suivant les rigoles à pente correspondante. Dans la zone du système de circulation sont prévus des bassins et de différents mécanismes assurant l'épuration de la boue, son traitement chimique, sa confection et son alourdissement.

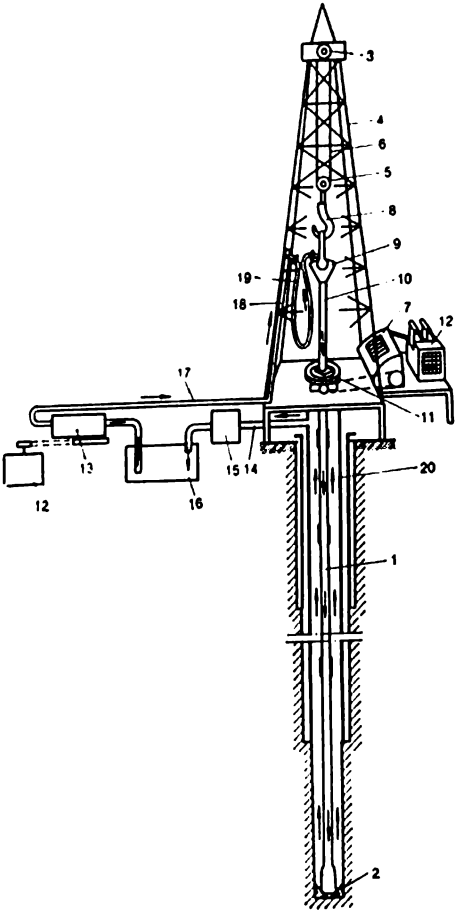


Fig. I.3. Forage par rotation

Le processus de forage marche de la façon suivante. Les pompes refoulent à partir du bassin d'aspiration la boue dans la conduite de haute pression (conduite d'injection *17*). Ensuite, par la colonne montante *18*, le flexible d'injection *19* et la tête d'injection *9*, la boue est amenée dans l'orifice inférieur de la tige d'entraînement *10* pour se déplacer le long du train de sonde *1* vers le trépan *2*. Chassée des duses du trépan, la boue entraîne les déblais arrachés au terrain

et les remonte à la surface par l'espace annulaire trou-train de sonde. En atteignant la tête de puits, la boue s'écoule dans la rigole du système de circulation lié à la colonne *20* descendue dans le trou appelée tubage. Puis la boue est épurée des déblais, et si la nécessité se présente, ses propriétés sont réglées par traitement aux agents chimiques. La boue épurée et retraitée est de nouveau dirigée dans le bassin de réception ou d'aspiration, d'où elle est encore refoulée par les pompes dans le puits. Le déplacement de la boue dans le circuit: bassin d'aspiration — pompes — puits — système de circulation — bassin d'aspiration, est désigné par le terme de *circulation cyclique.*

Pour rendre le trépan en rotation susceptible de désagréger la roche, il faut fournir un effort qui le serre contre le fond du puits. Aussi, dès que le contact trépan-taille est établi, on applique au trépan la charge produite par une partie du train de sonde, en assurant ainsi une sollicitation axiale nécessaire pour désagréger la roche. A mesure que la roche est désagrégée, la charge axiale sur le trépan diminue par suite de l'approfondissement du trou. Pour maintenir la charge au niveau nécessaire on joue du mouflage et du treuil pour faire descendre en permanence le train de sonde. Lorsque la tige carrée s'engage dans le puits sur toute sa longueur, il faut que le train de sonde soit rallongé. A cet effet, on débranche les pompes de forage, remonte le train de sonde à la longueur de la tige carrée pour la suspendre à un dispositif spécial (élévateur, coins de retenue) qui repose sur la table de rotation. La tige carrée est alors dévissée de la colonne du train de sonde et placée dans un trou spécialement aménagé, le trou de garage. Ensuite, à l'aide du mouflage, on monte à l'intérieur de la tour une tige de forage préparée au préalable, qui doit être légèrement plus courte que la tige carrée, et on la visse au train de sonde suspendu à la tête du puits. Le train de sonde ainsi rallongé est descendu dans le trou, la tige carrée est de nouveau vissée, les pompes branchées et dès que la boue commence à s'écouler du trou, on engage la rotation du train de sonde, en descendant le trépan jusqu'à son contact avec la taille et on reprend le forage.

L'usure du trépan impose l'arrêt des pompes et la mise de la tige carrée, dévissée au préalable, dans le trou de garage, pour laisser remonter le train de sonde à partir du puits.

La manœuvre de remontée du train de sonde consiste à réaliser des opérations répétitives de remontée à partir du puits de plusieurs tiges vissées entre elles formant un tout à distance définie entre les extrémités, déterminée par la hauteur du derrick et nommée « longueur ». La « longueur » est dévissée du train de sonde pour être stockée sur un support du gerbage spécial, son extrémité supérieure est placée à râtelier qui se trouve dans la zone de la plate-forme d'accrochage.

Après la remontée du train de sonde tout entier, le trépan usé est dévissé pour être remplacé par un nouveau, puis le train de sonde

est descendu dans l'ordre inverse à la remontée. La « longueur » est fixée à l'aide d'un dispositif spécial au mouflage relevé (moufle mobile avec crochet), vissée sur la tige engagée dans le puits et la table de rotation et descendue dans le puits. Une fois l'extrémité supérieure de la « longueur » placée sur la table de rotation, le mouflage est remonté de nouveau à l'aide des coins de retenue ou d'un élévateur, pour accrocher encore une « longueur », et ainsi de suite.

Ainsi, le forage se ramène aux opérations répétitives suivantes:

descente dans le puits d' un nouveau trépan fixé au train de sonde;

désagrégation des roches par le trépan (forage mécanique);

rallongement de la colonne du train de sonde à mesure que le trou avance sous l'effet du travail du trépan dans la taille;

remontée du train de sonde pour remplacer le trépan usé.

Les manœuvres remontée et descente sont des opérations pénibles et laborieuses. Le déplacement de la « longueur » à partir du centre du puits, son établissement en position verticale et sa fixation au mouflage, le dévissage et le vissage des tiges réclament des efforts physiques importants. Pour réduire les efforts improductifs et améliorer les conditions de travail des équipes de forage on recourt à l'automatisation et la mécanisation. Le dévissage et le vissage des tiges isolées et des longueurs se font avec des clés spéciales animées par un moteur électrique ou à air comprimé. La déviation de la longueur à partir du centre et son stockage sur le plancher de la tour en un point déterminé se fait à l'aide du matériel de manœuvre. L'utilisation de ce dernier n'élimine pas les opérations manuelles d'accrochage et de décrochage de la « longueur » remontée et son stockage sur un gerbier spécial qui la maintient en position verticale. Actuellement, dans plusieurs régions, on utilise pour la manœuvre des dispositifs automatiques qui éliminent le travail manuel.

Quand la profondeur voulue est atteinte, le puits est renforcé par une colonne de tubes d'acier ou tubage. Le renforcement du trou ou son cuvelage consiste à y descendre une colonne de tubage, revêtement séparant l'intérieur du sondage des parois du trou, où l'on refoule du laitier de ciment. Après sa solidification, le ciment durci, le tubage et les roches en place se trouvent liés entre eux.

Toutes ces opérations, réalisées par le forage rotary, correspondent également à celles du forage par les moteurs d'attaque.

§ 4. Construction des puits

Le cycle de construction d'un puits quelle que soit sa destination (recherche, exploration, production du pétrole et du gaz) compte trois étapes: I — construction des structures au jour et montage du matériel de forage; II — forage et tubage; III — essai des objets productifs et d'exploitation éventuelle.

La Ire étape commence par les terrassements (nivellement du terrain, établissement des fouilles prévues pour la fondation), suivis de montage de la tour, la construction des structures au jour, le montage du matériel de forage et de l'équipement énergétique ou le déplacement et le montage des blocs porteurs de cet équipement et de la tour jusqu'à l'emplacement du nouveau forage. Ensuite, le matériel de forage est mis à l'essai, après quoi on procède aux travaux préparatoires.

La IIe étape (forage et tubage du puits) est considérée comme achevée après la descente de la colonne de production et le contrôle de sa qualité.

La IIIe étape et le cycle de la construction tout entier se terminent soit par la venue du pétrole ou du gaz, soit par l'achèvement des essais de tous les objets prévus à cet effet.

Avant de s'attaquer à la construction d'un puits, il faut mener vers l'emplacement prévu une route reliant le puits au réseau routier, la conduite d'eau, la ligne d'éclairage, et si le forage est assuré par des moteurs électriques, la ligne de transmission électrique, ainsi que la ligne téléphonique ou la liaison radio-électrique.

L'étape la plus laborieuse et la plus onéreuse est la deuxième, celle de forage et de tubage. Beaucoup de temps demande également la troisième étape, celle des essais. Il faut donc s'efforcer à réduire au minimum le temps nécessaire pour la réalisation de la deuxième et de la troisième étapes et les frais absorbés par l'exécution de la deuxième étape, ce qui, naturellement, n'élimine pas les mesures à prendre pour réduire le temps et les frais imposés par la première étape.

Chapitre II

INSTALLATIONS AU JOUR ET EN MER. MATÉRIEL DE FORAGE

§ 1. Derricks (tours) et mâts de forage

Les derricks ou tours ont pour tâche de maintenir en suspension les colonnes de train de sonde et de tubage, leur descente à la profondeur voulue, le stockage des « longueurs » et la répartition d'une partie du matériel de forage et de manœuvre.

Actuellement, on utilise les derricks du type à tour (fig. II.1, *a*) et à mât (fig. II.1, *b*). Les derricks à mât s'appellent également mâts en A.

Les types et les caractéristiques principales des derricks sont portés sur le tableau 1.

Le tableau 2 montre que le derrick est d'autant plus haut que sa capacité est grande.

Un derrick haut de 41 m (fig. II.1, *a*) est constitué d'une pyramide tronquée à base inférieure carrée de 8 × 8 m et à base supérieure de 2 × 2 m. Suivant la hauteur le derrick est divisé en 10 sections démontables. Les pieds ou fers d'angle du derrick *1* se font en fers tubulaires de 168 mm de diamètre, à parois de 10 ou 11 mm d'épais-

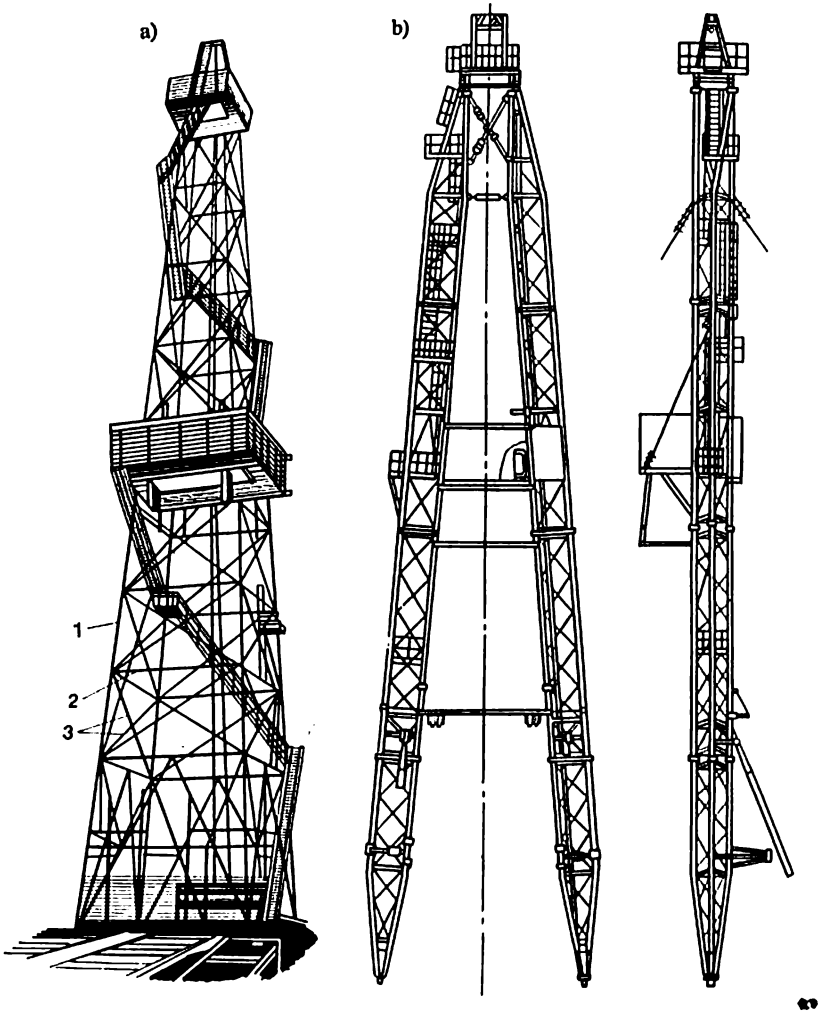


Fig. II.1. Tours métalliques: derrick (*a*) et mât (*b*):
1 — pied; *2* — traverse horizontale; *3* — croisillon

seur ; les traverses horizontales *2*, en tubes de plus petit diamètre, et les croisillons *3*, en rondins de 19 à 22 mm de diamètre.

Les faces supérieures des pieds portent des poutres métalliques qui reçoivent le moufle fixe. A la hauteur de 22 ou 23 m se trouve la plate-forme d'accrochage qui comporte une ou deux passerelles. C'est l'emplacement de l'accrocheur qui assure la fixation ou le dégagement des longueurs de tiges pendant la manœuvre et qui range les longueurs à râtelier ou en tire de ce dernier. Dans les derricks haut de 53 m la passerelle est suspendue à 34 ou 35 m du plancher.

Tableau 1

Types et caractéristiques principales des derricks

Paramètres	Type du derrick						
	mât			mât ou tour		tour	
Capacité maximale, MN	1,1	1,4	1,7	2,0	2,5	3,2	4,5
Hauteur à partir du plancher, m	40	42	42	42	42 ou 53	53	54
Aire utile du pont de stockage des longueurs, m²	2,5	5,0	5,0	8,0	8,0	10,0	12,0
Masse approchée, t	12	20	23	28	40	48	65

Pour monter les derricks, on utilise également des profilés d'acier, surtout des cornières.

Le tableau 2 résume les caractéristiques techniques des tours. Quant aux derricks à mât, les caractéristiques sont consignées sur le tableau 3.

Les tours sont montées et démontées à l'aide d'un élévateur spécial de haut en bas pour le montage, et de bas en haut pour le démontage.

Tableau 2

Caractéristiques des derricks à tours

Paramètres	profilés				tubes
Hauteur, m	41,0	40,86	52,91	53,0	40,92
Substructure, m	8×8	8×8	9,92×9,91	10×10	8×8
Capacité, MN	2,0	1,5/2,0	2,0	3,0	1,5/2,0
Masse, kg	22 600	19 600	27 960	36 000	18 750

Note. Le numérateur indique la capacité normale, et le dénominateur, la capacité admissible à bref délai.

Tableau 3

Caractéristiques des derricks à mâts

Paramètres	Capacité, MN		
	0,5	0,75	2,0
Hauteur, m	30,0	40,17	42,83
Section du pied, m	quadrangle 0,8×1,35	triangle 1,5×1,5×1,5	triangle 1,8×1,8×1,8
Distance entre les articulations, m			
inférieures	5,5	6,2	9,2
supérieures	2,0	1,5	2,5
Masse, kg	12 450	18 200	23 700

Comparés aux tours, les mâts ont une masse plus petite pour la même capacité, leur montage et démontage demandent sensiblement moins de temps. Les mâts sont montés au sol en position horizontale, puis levés tout assemblés et placés en position verticale à l'aide du treuil de l'installation de forage.

§ 2. Destination et éléments du matériel de forage

Le *mouflage* est prévu pour assurer la manœuvre, le maintien du train de sonde en suspension et du tubage au cours du forage ainsi que pour réduire la sollicitation du câble. On l'emploie pour remonter le train de sonde à la hauteur d'une longueur, maintenir cette dernière en cet état pendant le dévissage du train de sonde, enserrer et la tirer du râtelier, la maintenir pendant son vissage avec le train de sonde, ainsi que pour différentes opérations auxiliaires de la manœuvre des charges au cours du forage.

Un mouflage se compose de moufle fixe (série de poulies montées folles) placé dans la partie supérieure du derrick, et de moufle mobile. Le moufle fixe (tableau 4) et le moufle mobile (tableau 5) sont reliés par un câble d'acier. Par l'une de ses extrémités le câble est amarré au tambour du treuil, et par l'autre, à l'aide d'un dispositif spécial, à la base du derrick. Dans un tel système le nombre de poulies du moufle fixe est toujours plus grand d'une unité que celui du moufle mobile, et le nombre de brins actifs du câble est toujours pair. La charge au câble se calcule d'une façon approchée par division du poids de la colonne de tiges suspendues au crochet par le nombre de brins actifs. Ainsi, pour un appareillage 4 × 5 (quatre poulies du moufle mobile et cinq du moufle fixe) on compte huit brins menants. Lorsque la charge au crochet est de 680 kN, le câble est sollicité par 680 : 8 = 85 kN.

Tableau 4

Caractéristiques techniques des moufles fixes

Paramètres	Nombres de poulies				
	5	6	6	6	7
Capacité, MN	0,75	1,3	1,3	2,0	3,0
Diamètre des poulies suivant le fond de la gorge, mm	687	837	900	1000	1000
Diamètre recommandé du câble d'acier, mm	25,0	28,0	28,0	31	31
Hors tout, mm :					
longueur	2225	2225	2320	2300	2500
largeur	950	1140	1290	1450	1525
hauteur	837	990	1840	1324	1325
Masse, kg	1677	2450	2460	3930	4856

Tableau 5

Caractéristiques techniques des moufles mobiles

Paramètres	Nombres de poulies				
	4	5	5	5	6
Capacité, MN	0,75	1,5	1,3	2,0	3,0
Diamètre des poulies suivant le fond de la gorge, mm	687	915	900	1000	1000
Diamètre recommandé du câble d'acier, mm	25,0	28,0	28,0	31,0	31,0
Hors tout, mm :					
longueur	832	945	830	960	1160
largeur	712	1130	1045	1160	1125
hauteur	2190	2430	2105	2140	2685
Masse, kg	1900	3260	2215	3930	4820

Moufle fixe. Tous les moufles fixes sont de construction identique (fig. II.2). Ils se composent de deux sections montées sur un cadre soudé *5*. Chaque section compte trois poulies ou réas *1* montées folles sur l'axe fixe *3* porté par des roulements à rouleaux *2*. Pour conserver le graissage des roulements et les préserver de la boue il y a des flasques de protection *4*. Les réas sont enfermés dans un carter spécial qui évite au câble de sauter de la gorge de poulie. Les dispositifs de fixation *7* serrent au carter du moufle fixe le moufle auxiliaire *6*. Les roulements à rouleaux sont graissés par les trous percés dans chaque axe.

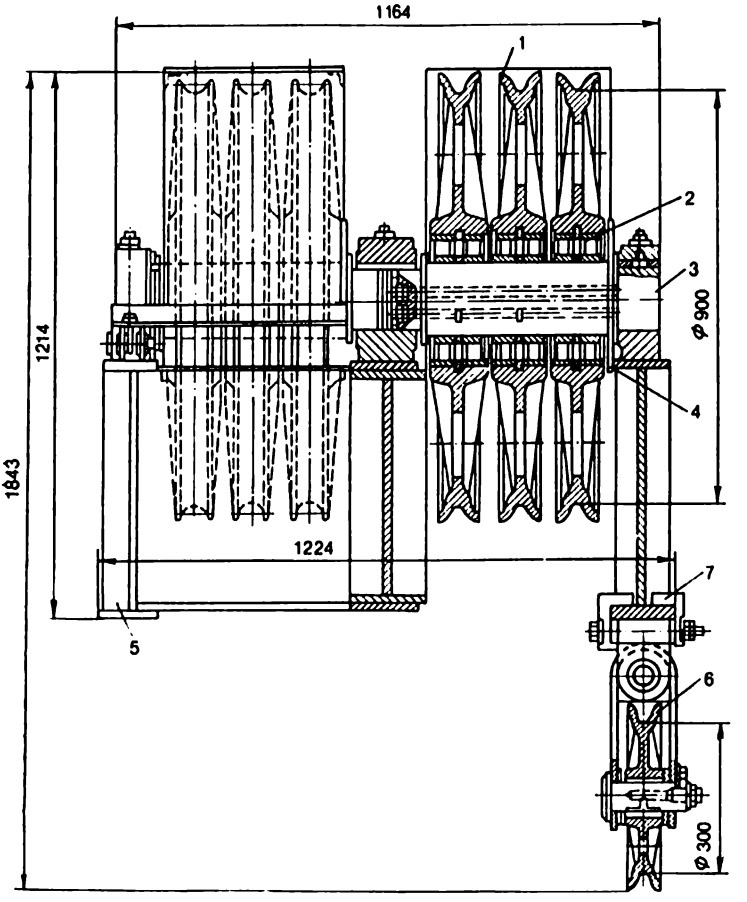


Fig. II.2. Moufle fixe

Moufle mobile. Toutes ses constructions sont de même type. Par exemple, celle de la figure II.3 se compose de deux flasques soudées *3* et de l'axe *4* qui leur est solidaire. Les poulies ou réas *1* sont portées par l'axe *4* sur des roulements à rouleaux *2*. La partie inférieure du mouflage comporte une anse *5* prévue pour recevoir le crochet. La traverse *6* qui relie la partie supérieure des flasques porte un réservoir d'huile pour assurer le graissage du câble à l'aide du graisseur à aiguille. Le dispositif *7* au milieu de la traverse assure la suspension du moufle mobile pendant l'entretien. Les roulements à rouleaux sont graissés par les orifices *8* dans l'axe *4*.

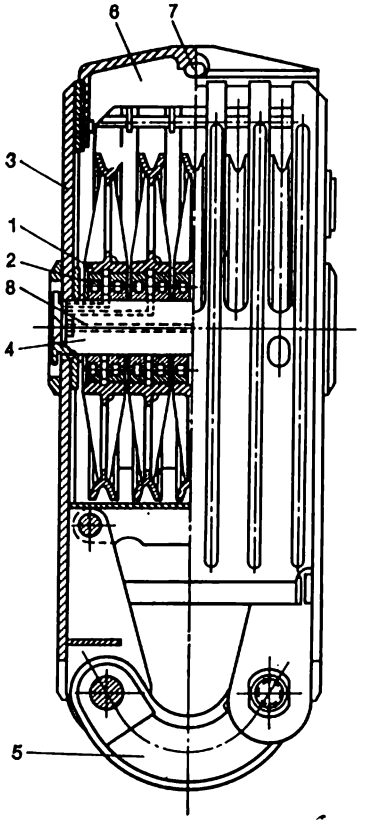


Fig. II.3. Moufle mobile

Crochets de levage et moufle-crochet (crochet intégré). Les crochets de levage constituent un mécanisme isolé (fig. II.4, *a*) ou un moufle mobile et crochet combinés (fig. II.4, *b*). Ils ont pour tâche de maintenir en suspension le train de sonde et la colonne de tubage (tableau 6).

Le crochet à plaques à trois crocs (cf. fig. II.4, *a*) se compose de crochet *10* confectionné de quatre plaques d'acier rivetées. L'ouverture du crochet porte fixée par des rivets une applique ovale *1* et est fermée par le loquet à rotule *2*. Les deux autres crocs (oreilles latérales *12*) sont bloqués par des étriers *11* et servent pour recevoir les anses. Le crochet est articulé sur l'arbre *3*. L'entretoise *9* comporte deux poches pour fixer l'anse *5* du crochet. La partie supérieure de l'entretoise *9* porte une butée *8* et une douille moulée *7*, où loge un double ressort à boudin *6*. Ce ressort retient par l'écrou *4* l'arbre *3* du crochet. Cette disposition rend possible le pivotement du crochet *10* sur l'articulation inférieure et sa rotation autour de l'axe de l'arbre *3*. Ce sont les éléments très importants pour le fonctionnement du crochet. Ainsi, en passant au forage, lorsque l'anse de la tête d'injection loge dans l'ouverture du crochet, à la remontée du train de sonde, on utilise les anses portées par les oreilles latérales. Dans ce cas, le pivotement du crochet assure le centrage des oreilles par rapport à l'arbre. Lorsque la « longueur » de forage est repoussée, la rotation du crochet rend plus facile cette opération et impossible le tordage des câbles. Le ressort sert d'amortisseur assurant une transmission régulière de la charge au mouflage.

Câble de forage. Les câbles employés dans les installations de forage comptent six torons obtenus par enroulement des fils en torons et des torons autour de l'âme imprégnée d'un lubrifiant. L'âme est constituée de matériaux organiques (fibres naturelles, artificielles) ou métalliques (fig. II.5, *a*). Les câbles à âme métallique (fig. II.5, *b*) s'emploient pour le forage des puits profonds. Les fils peuvent être

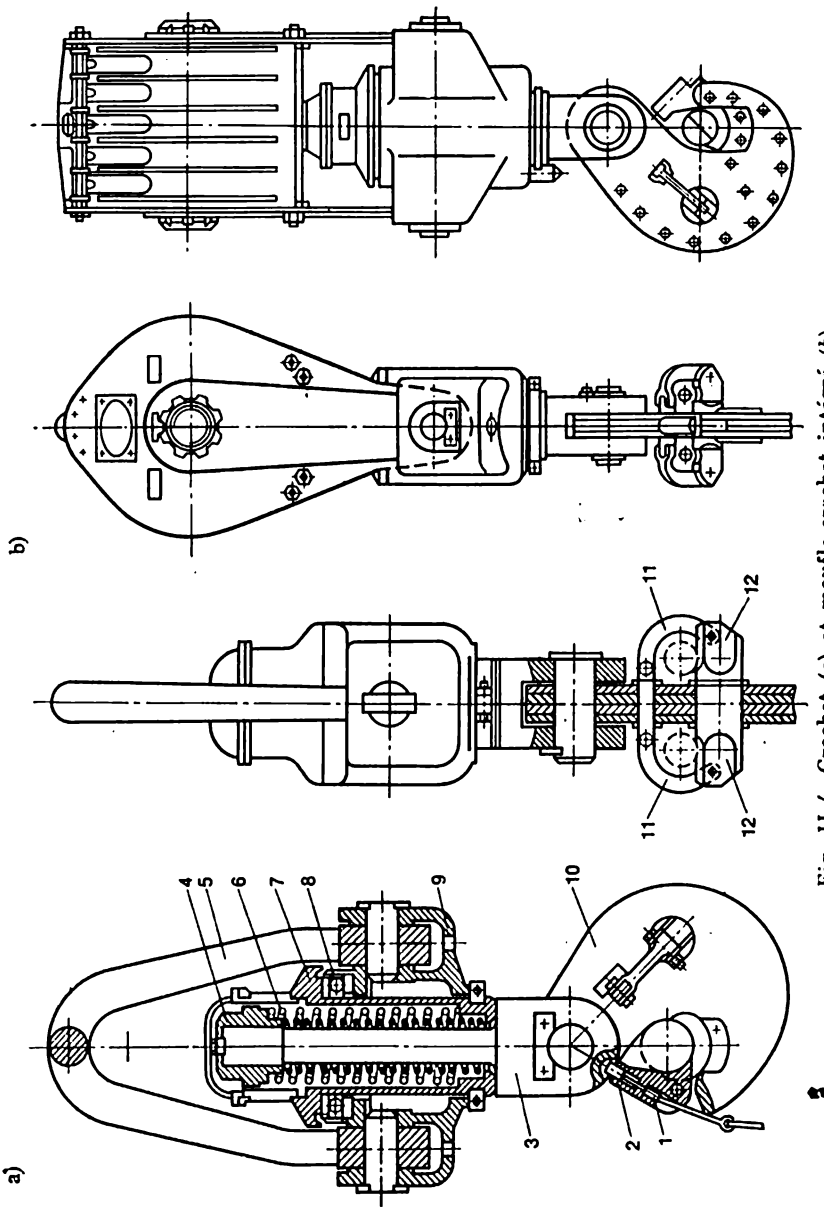


Fig. II.4. Crochet (*a*) et moufle-crochet intégré (*b*)

Tableau 6

Caractéristique technique des crochets

Paramètres	Crochets à trois crocs			
	moulés		à plaques	
Capacité, MN :				
nominale	0,75	1,3	2,0	2,25
maximale	1,0	1,6	2,5	3,0
Masse, kg	550	1605	3230	4170

enroulés en torons par toronnage direct (unilatéral) (fig. II.5, *d*) ou croisé (fig. II.5, *c*). L'enroulement des torons autour de l'âme peut être également direct ou croisé. Les fils peuvent être enroulés en torons et les torons autour de l'âme à droite ou à gauche.

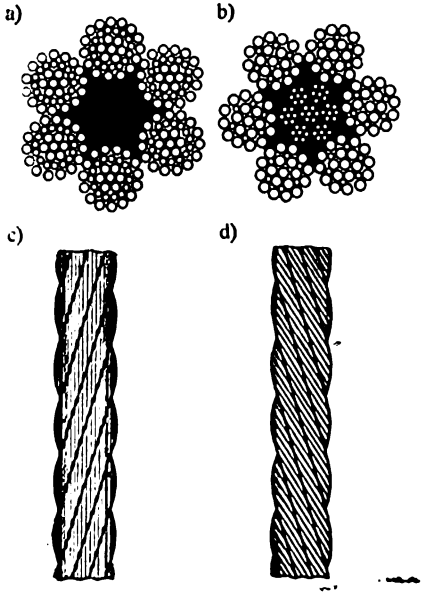


Fig. II.5. Câble de forage:
a — âme organique; *b* — âme métallique; *c* — toronnage croisé; *d* — toronnage droit ou unilatéral

Pour le forage des puits, on emploie surtout des câbles à toronnage croisé qui rend impossible la torsion du câblage.

Treuils. Ils ont pour tâche de tendre les brins menants du câble au cours des manœuvres. Les treuils assurent le rallongement, le vissage et dévissage des tiges du train de sonde et du tubage, ainsi que la mise en place des mâts en A, l'avancement du train de sonde pendant le forage, la transmission du mouvement à la table de rotation et le levage des charges de toute sorte.

La figure II.6 représente le schéma de principe d'un treuil à tambour unique à deux arbres et frein principal à bande (mécanique) à air comprimé, comportant deux chaînes de transmission du tambour principal et deux embrayages à friction pour son engagement opératoire.

Le tambour principal est prévu pour l'enroulement du câble et comporte à cet effet des poulies de frein. La vitesse au crochet à la remontée du train de sonde de poids maximal varie de 0,3 à 0,5 m/s, et cette vitesse pour le crochet déchargé est de 1,7 à 2,0 m/s.

Le frein mécanique sert pour ralentir le mouvement et assurer le stoppage du crochet quelle que soit la hauteur du derrick, ainsi

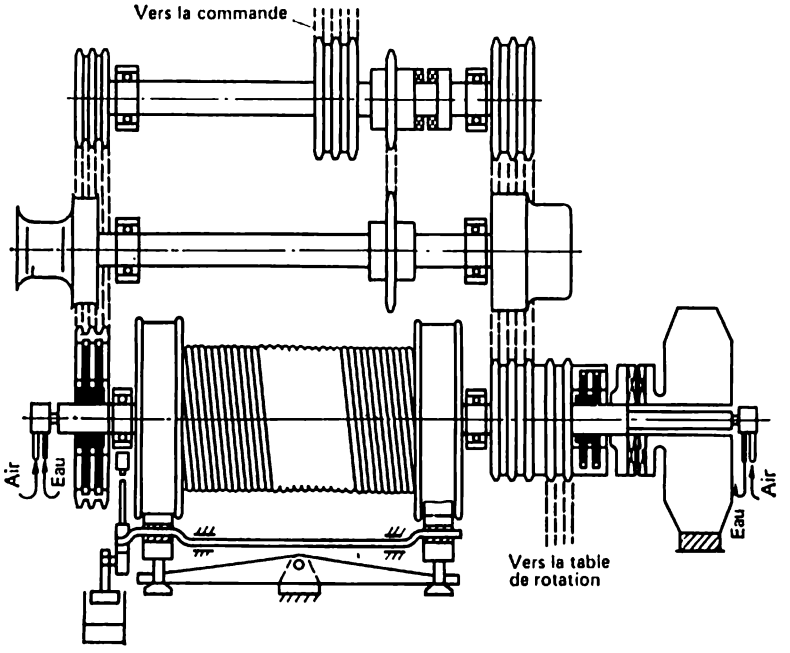


Fig. II.6. Schéma de principe d'un treuil de forage

que l'avancement du train de sonde pendant le forage du puits. Lors de la descente à grande vitesse des colonnes lourdes la puissance de

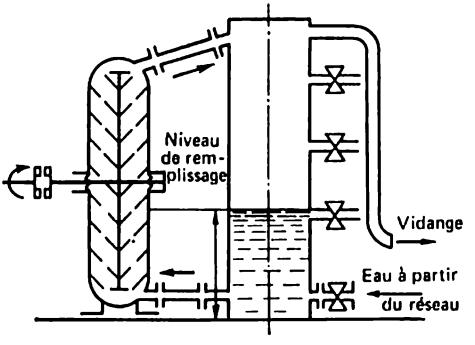


Fig. II.7. Schéma du frein hydraulique à refroidisseur

freinage atteint 3000 à 5000 kW, alors qu'au cours du forage elle n'est que de 3 à 20 kW.

Le frein auxiliaire (hydraulique) sert pour absorber une partie importante de l'énergie de la descente des colonnes, ce qui allège le travail du foreur et diminue l'usure des sabots de freins du treuil principal. Le frein hydraulique est schématisé sur la figure II.7.

L'engagement de la grande et de la petite vitesses de rotation du tambour du treuil est réalisé par les embrayages à friction axiaux à un, deux et trois disques ou radiaux à commande pneumatique. L'air est amené vers les embrayages par les têtes d'injection établies aux bouts de l'arbre d'attaque du treuil. Le tambour est entraîné par des chaînes à rouleaux à rangées multiples.

Les treuils sont munis d'un arbre de cabestan qui porte le dispositif de vissage, dévissage et déblocage des filetages des joints des tiges, ainsi qu'un cabestan à friction pour l'amenée et le levage des charges allant jusqu'à 3000 kg.

§ 3. Plates-formes de forage en mer et outillage flottant

Les besoins accrus en pétrole et en gaz utilisés dans l'industrie et dans la vie courante déterminent l'extension des travaux de prospection non seulement à terre, mais encore au fond des mers et des océans. Actuellement, les travaux de forage sous-marin se poursuivent surtout dans les limites de la plate-forme continentale, dont la frontière suivant la profondeur de l'eau ne dépasse pas 200 m.

Pour pouvoir forer un puits au fond d'un bassin dans le but de tirer du pétrole et du gaz, il faut construire des plates-formes spéciales porteuses de l'équipement de forage et de production.

Suivant la profondeur des eaux, ainsi que la destination des puits (de production, de recherche, d'exploration) les plates-formes sous-marines peuvent être stationnaires, autoélévatrices et semi-immergées. Le forage des puits d'exploration se fait également à partir des navires de forage.

Les plates-formes stationnaires sont employées lorsque la profondeur des eaux ne dépasse pas 150 m, surtout pour forer des puits de production. Il convient de noter que leur construction ne cesse pas de se perfectionner et c'est pourquoi elles sont conçues pour des eaux toujours plus profondes. Leur large utilisation rend possible non seulement le forage, mais encore l'exploitation des puits dans des conditions ordinaires en utilisant l'ensemble de l'équipement usuel de forage et de production tout en assurant la sécurité.

Les plates-formes stationnaires peuvent être constituées par des îles de remblai, des constructions métalliques à pieux et à gros blocs, elles peuvent être de très grand poids du type gravifique.

Les *îles de remblai* ne s'emploient pas souvent du fait qu'elles coûtent très cher. Dès la profondeur de 10 m leur construction cesse

d'être rentable. En U.R.S.S. ce mode est appliqué en Sibérie occidentale pour le forage au fond du lac Samotlor. Chaque île de remblai permet de réaliser un faisceau de 12 puits et plus. De telles îles sont également construites au Canada dans l'estuaire du fleuve Mackenzie.

Dans la pratique soviétique on recourt largement aux *plates-formes en constructions métalliques à pieux et à gros blocs.*

Les *plates-formes à pieux* s'emploient lorsque la profondeur ne dépasse pas 8 m, ainsi que pour un relief très accidenté du fond, qui rend impossible l'utilisation de gros blocs. Les pieux sont établis au fond dans des trous forés par un navire spécial. Chaque trou de ce type reçoit un pieu constitué d'un tube cimenté ensuite. Puis les pieux sont coupés de façon que leurs extrémités se trouvent au même niveau au-dessus du miroir des eaux. Les extrémités des tubes sont rattachées par des treillis métalliques plans recouverts ensuite d'un plancher et qui portent le derrick et l'équipement de forage. Les pieux doivent s'élever au-dessus de l'eau à la hauteur supérieure à celle des vagues les plus hautes.

Plates-formes à gros blocs. Dans la construction des plates-formes marines en U.R.S.S. on recourt largement aux gros blocs. Sous le fond de la Caspienne, les plates-formes isolées des gisements de pétrole sont reliées entre elles et avec l'habitat, les magasins de matériaux et les ateliers par des estacades.

Le travail dans les bassins impose une grande attention à la protection des éléments métalliques contre la corrosion. Elle est particulièrement intense dans la zone de l'alternance de l'humidification et du séchage, où elle est des dizaines de fois plus forte que dans l'atmosphère et sous l'eau. Pour préserver dans cette zone le métal, on le revêt d'une couche protectrice spéciale.

Plates-formes de type gravifique. La masse de certaines fondations de ce type atteint 300 mille tonnes et plus. Une masse aussi grande permet de les placer au fond sans fixations complémentaires sous la forme des pieux. Ces constructions restent stables quel que soit le temps. Les plates-formes gravifiques sont lestées, ce qui rend possible leur transport par l'eau de l'emplacement de leur construction jusqu'au lieu de forage et leur fixation au fond en remplissant ces réservoirs par l'eau qui les entoure. Les plates-formes gravifiques comportent en plus des réservoirs d'une capacité prévus pour la collecte du pétrole de 500 à 600 mille m^3. Leur présence permet de poursuivre la production du pétrole même pendant les intempéries, lorsque les navires-citernes ne peuvent pas s'y approcher.

La figure II.8 représente la plate-forme métallique du type GBS établie dans la mer du Nord à 160 m au-dessus du fond. Sa masse totale est d'environ 400 mille tonnes. Le pont supérieur de 6050 m^2 porte l'équipement de forage, les tiges et les matériaux en stock. La fondation constituée par une plaque d'appui loge des ré-

servoirs d'une capacité de 160 mille m³ prévus pour recevoir le pétrole. Dans les pieds d'appui sont placées des citernes de lest susceptibles de contenir 75 mille m³ d'eau. Cette plate-forme permet de forer 40 puits de production. Ces dernières années pour la confection

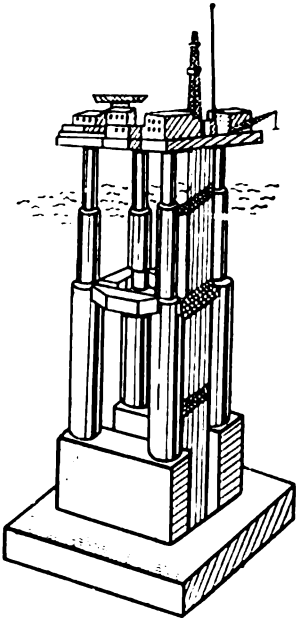


Fig. II.8. Plate-forme de forage du type GBS

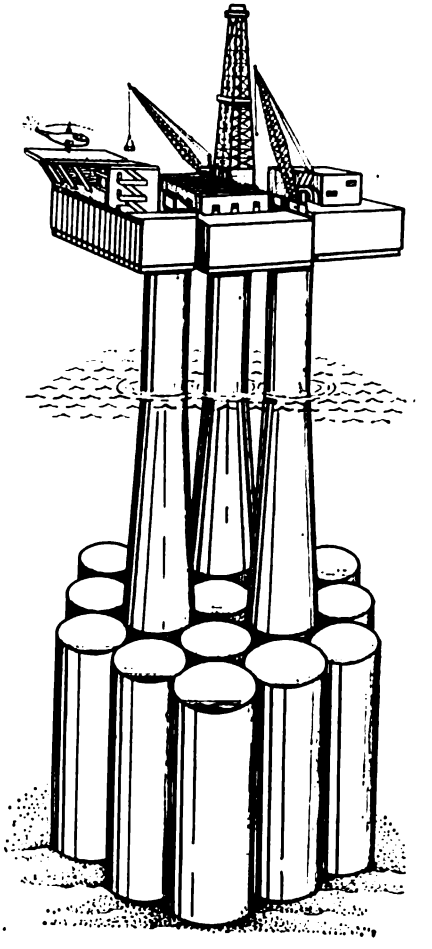


Fig. II.9. Plate-forme en béton « Condip »

des plates-formes gravifiques on recourt toujours plus au béton armé moins cher que le métal, moins susceptible de corrosion et permettant la construction des plates-formes quel que soit le lieu du littoral le plus commode, pour le transporter ensuite par la voie de l'eau jusqu'à l'emplacement prévu de son installation.

La figure II.9 représente la plate-forme en béton armé « Condip ». Elle se compose par convention de trois parties: la fondation comptant 19 sections cylindriques en béton formant des réservoirs de

pétrole ; les colonnes coniques en béton qui s'élèvent au-dessus du miroir des eaux ; la plate-forme en acier d'une surface de 4000 m² placée à 30 m du niveau moyen de la mer. Sa masse est de 300 mille tonnes environ. Les plates-formes « Condip » sont établies lorsque la profondeur de la mer dépasse 120 m.

Il existe également d'autres constructions de plates-formes gravifiques en béton armé, par exemple du type combiné qui cumule la construction métallique et le béton armé.

Les *plates-formes de forage en mer automontantes* peuvent assurer le forage dans des bassins à 30 ou 100 m du fond. Ces plates-formes ne s'emploient aujourd'hui que pour le forage des puits de recherche. Ceci est dû au fait que l'organisation des chantiers sous-marins n'a pas encore dépassé le stade de recherches expérimentales et théoriques. D'autre part, pour le forage et l'exploitation il est plus rentable d'employer des plates-formes stationnaires.

Les plates-formes de forage flottantes automontantes posées sur des vérins se composent de ponton (barge) munie de pieds escamotables. La partie inférieure des pieds comporte des sabots d'appui ou ils sont reliés par une plaque d'appui commune. Une plate-forme automontante est représentée sur la figure II.10. Lorsqu'une telle plate-forme s'approche de l'emplacement de forage, ses appuis escamotables sont chassés jusqu'au fond. Ensuite les vérins remontent le ponton (barge) à la hauteur nécessaire au-dessus du niveau de l'eau.

Caractéristiques techniques d'une plate-forme de forage automontante

Profondeur de l'eau, m	106,0
Hauteur des vagues, m	19,8
Période ondulatoire, s	12,0
Vitesse maximale du vent, km/h	130,0
Distance du pont inférieur au miroir de l'eau, m	24,6
Enfoncement des appuis dans le fond de la mer, m	15,2
Encombrement, m :	
longueur	70,9
largeur	64,7
Longueur totale du pied, m	157,3
Nombre de pieds	3 ou 4
Profondeur du puits, m	7620 à 9144
Vitesse de la montée du corps, m/mn	0,3
Masse de la construction, t	4275
Habitat	Pour 78 personnes

Le ponton (barge) de cette plate-forme porte : un derrick haut de 45,6 m d'une capacité de 4540 kN ; un treuil, deux pompes à trois cylindres et autre matériel nécessaire pour le forage rotary, des bassins de boue d'une capacité de 290 m³, des réservoirs d'argile pulvé-

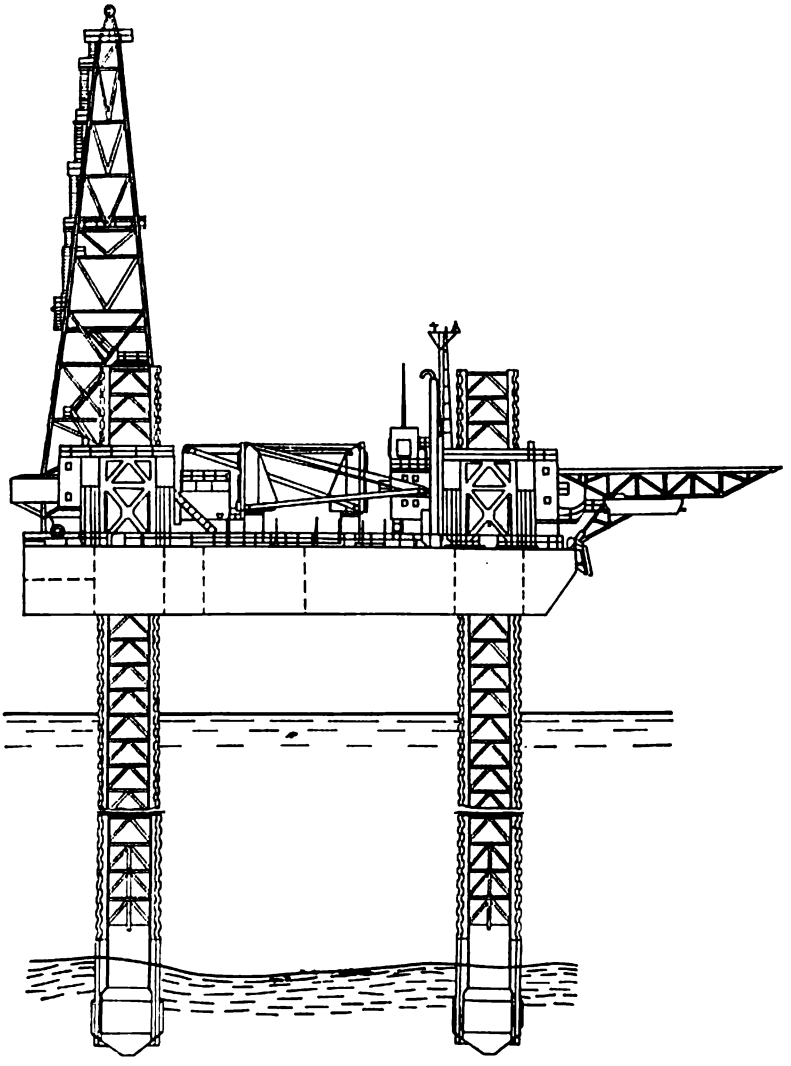


Fig. II.10. Plate-forme de forage automontante

rulente de 230 m³, des trémies de ciment sec de 230 m³, des réservoirs de gas-oil de 750 m³, d'eau potable et industrielle respectivement de 208 et 1050 m³.

Il existe également des plates-formes automontantes à quatre pieds.

Plates-formes de forage flottantes semi-immergées (automotrices et non automotrices). Elles s'emploient surtout dans la recherche sur des profondeurs inaccessibles aux plates-formes stationnaires et automontantes. Les plus efficaces sont les plates-formes semi-immergées automotrices. Ce sont des installations maintenues en surface par la force d'Archimède appliquée aux colonnes de stabilisation, flotteurs, etc. Leur fixation au-dessus de la tête du puits est assurée par un système d'amarrage.

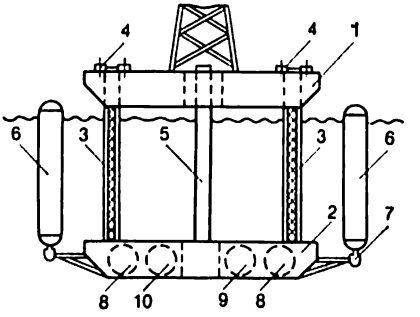


Fig. II.11. Plate-forme de forage semi-immergée de « Ofshore Technology Corporation »

La figure II.11 schématise une plate-forme semi-immergée automotrice à pontons de lest. La plate-forme *1* est reliée au ponton *2* par des treillis spéciaux *3* à l'aide des blocages *4*. Le tube *5* assume le rôle de guide pour les trains de tiges et les tubages. Dans les

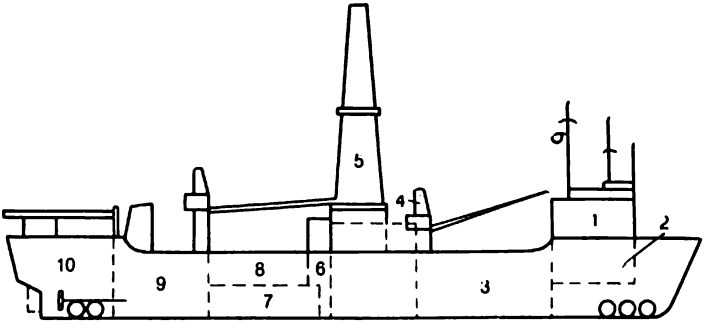


Fig. II.12. Schéma de la répartition du matériel, des locaux de production et d'habitation du navire de forage « Pelican »:

1 — local des ordinateurs; *2* — habitat; *3* — cale des tubes; *4* — poste du maître foreur; *5* — mât de forage; *6* — système de télévision immergé; *7* — local des pompes de forage; *8* — cale de conservation des matériaux et de confection du fluide de forage; *9* — salle des machines; *10* — mécanismes de commande

pontons logent les réservoirs de lest *8*, les réservoirs d'eau *9* et de carburant *10*. Les flotteurs *6* sont fixés aux pontons par les articulations *7*. Lorsque les réservoirs de lest sont remplis, la flottabilité

est assurée par les pontons, alors qu'à l'emplacement de forage la plate-forme est montée à la hauteur voulue au-dessus du miroir des eaux par délestage.

Il existe également d'autres plates-formes de forage de ce type.

Les *navires de forage* sont prévus pour l'exécution des puits dans des bassins très profonds. La figure II.12 donne le schéma de la répartition des ateliers et de l'habitat sur « Pelican », navire de forage considéré comme la plus belle réalisation de ce type. Le « Pelican » est muni de systèmes d'amarrage et dynamique de stabilisation du navire au-dessus de la tête du puits. L'équipement de forage est susceptible de réaliser des puits de 5000 m de profondeur à partir du miroir de l'eau se trouvant à 600 m du fond. La longueur du navire est de 150 m, la hauteur de la tour, de 73 m. Le navire peut travailler sans compléter ses réserves de combustible et de matériaux pendant trois mois. Les navires de forage s'emploient seulement pour la réalisation des sondages géologiques et paramétriques.

§ 4. Matériel de rotation

Les *tables de rotation* (fig. II.13) sont prévues pour entraîner le train de sonde suspendu au mouflage, ainsi que pour maintenir ce train de sonde ou le tubage pendant le vissage-dévissage des « lon-

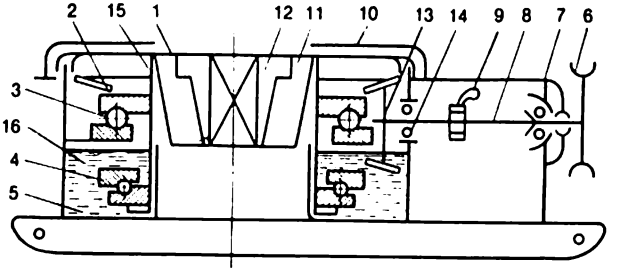


Fig. II.13. Table de rotation

gueurs » et le rallongement des tiges. La table *1* munie de protecteur *10* et liée à la bague *15* repose sur deux roulements à billes, le roulement principal *3* et auxiliaire *4*. Le roulement principal supporte la charge axiale due au poids de la colonne des tiges lors de leur mise en place sur la table, ainsi que les sollicitations en service, radiales, produites par le couple, et axiales, résultant du frottement de la tige d'entraînement contre les fourrures intermédiaires *12* posées dans les fourrures *11* de la table de rotation. Ce palier est constitué par des butées à billes ou, ce qui est plus rare, des roulements à rouleaux coniques.

Le roulement auxiliaire est soumis aux charges radiales transmises par la couronne dentée conique *2* et les chocs portés de bas en haut lors du forage ou de la remontée de la colonne des tiges. Ce palier peut être constitué soit par une butée à billes, soit par un palier lisse.

L'arbre moteur *8*, porteur du pignon conique *13*, est fixé par deux roulements dont l'un, *14*, supporte seulement les charges radiales, et l'autre, *7*, les sollicitations radiales et axiales transmises par le renvoi d'angle. L'arbre moteur de la table est entraîné en rotation par la commande de puissance à travers un arbre à cardan ou une transmission par chaîne. Le croisillon du cardan ou le barbotin (pignon *6*) est monté à l'extrémité de la console de l'arbre moteur de la table de rotation. Lorsque la nécessité se présente, le blocage de la table (loquet *9*) rend impossible la rotation de cette dernière.

Tous les mécanismes de la table de rotation sont logés dans le carter *5*, très résistant et commode pour le montage et le déplacement de la table soit par des moyens de transport soit par traînage. Pour rendre possible la manutention de la table, son carter est muni de pitons ou de trous. On le remplit d'huile *16* qui sert non seulement à lubrifier les pièces soumises au frottement, mais encore pour les refroidir.

Tableau 7

Paramètres	Table de rotation à trou de passage, mm	
	520	560
Charge maximale supportée par la table, MN	1,3	1,5
Puissance transmise, kW	260	260
Vitesse de rotation maximale, tr/mn	300	320
Nombre de dents du barbotin	15 ou 11	15 ou 11
Pas du barbotin, mm	103,2	103,2
Encombrement, mm :		
longueur	2250	2290
largeur	1400	1350
hauteur	750	770
Masse, t	4,9	4,3

Lors du forage rotary, la vitesse de rotation du train de sonde peut varier de 30 à 300 tr/mn, bien que le plus souvent elle ne dépasse pas 50 à 150 tr/mn. Les caractéristiques des tables de rotation employées pour le forage des trous profonds sont consignées sur le tableau 7.

Vue d'en haut, la table de rotation tourne dans le sens horaire. Le sens inverse n'est admis que pour des travaux de secours lorsque le filetage des tiges est à gauche.

Les *moteurs d'attaque* qui entraînent en rotation le trépan sont placés sur le train de sonde directement au-dessus de l'outil.

Actuellement, dans la pratique de forage on utilise les moteurs d'attaque hydrauliques (turboforeuses, moteurs volumétriques) et électriques (électroforeuses).

Les *turboforeuses* se composent d'une turbine hydraulique à étages multiples dont l'arbre est lié au trépan directement ou à travers un

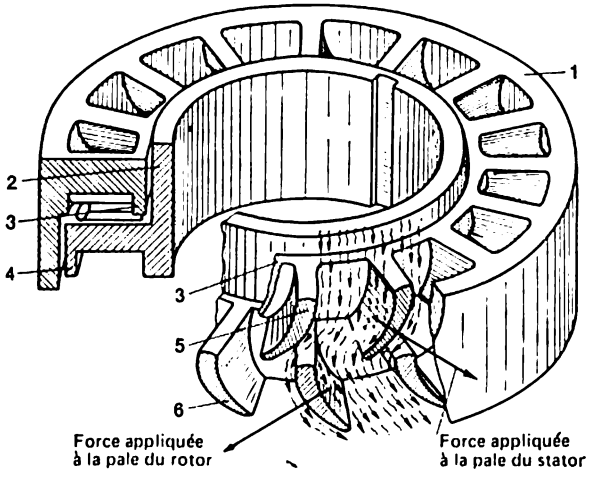


Fig. II.14. Etage de la turbine

réducteur. Une turboforeuse a pour tâche de fournir au trépan un couple moteur déterminé par les conditions de forage, le type et la dimension de l'outil. Le couple moteur de la turbine est proportionnel au produit de quatre grandeurs: débit de la boue, vitesse de l'arbre, carré du diamètre de la turbine et nombre de ses étages. Pour les conditions données (débit de la boue et diamètre de la turbine) le couple moteur n'est déterminé que par la vitesse de l'arbre et le nombre d'étages de la turbine.

Chaque étage de la turbine se compose d'une roue de stator fixée au carter et d'une roue de rotor fixée à l'arbre de la turboforeuse. Dans les turboforeuses modernes on compte jusqu'à 300 étages de ce genre. La figure II.14 visualise l'agencement et le principe de fonctionnement d'un étage isolé qui est composé de stator et rotor. Le stator *1* est une roue lisse dont la surface intérieure porte des pales cintrées *5* reliées en un tout unique avec la jante intérieure *3*. Le rotor se compose de la roue *2*, de la jante *4* et des pales *6*, dont le profil est analogue à celui des pales du stator, mais leur convexité est dirigée dans le sens inverse. Le jeu entre le rotor et le stator rend possible la rotation libre du rotor par rapport au stator.

Le type principal des pales de rotor et de stator est représenté sur la figure II.15. Le courant de la boue qui se déplace dans le sens axial en attaquant les pales du stator change sa direction, et sa vitesse augmente du fait que la section droite du canal où se déplace le courant devient plus petite. Le fluide s'échappe du canal du stator à la vitesse c_0 sous un angle α_0. A cette vitesse le fluide de forage pousse les pales du rotor et l'entraîne en rotation, ce qui fait tourner l'arbre de la turboforeuse à la vitesse angulaire u. Le courant s'échappe des canaux du rotor à la vitesse ω_2 égale à c_0 sous un angle $\alpha_2 = \alpha_0$ à la vitesse c_2 ω_1, les pales du rotor étant une réplique spéculaire des pales de stator.

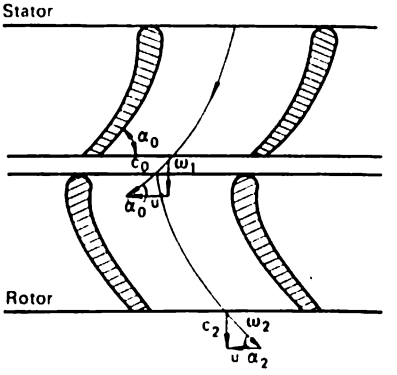


Fig. II.15. Profils du stator et du rotor de la turbine

P. Choumilov, l'un des inventeurs de la turboforeuse à étages multiples, a établi la théorie des turbines de forage des puits de pétrole et de gaz à faible encombrement. Il a établi également les principes fondamentaux de l'influence exercée par la quantité de la boue refoulée sur certains paramètres de la turbine de la turboforeuse.

1. La vitesse de rotation de la turbine est proportionnelle au débit Q du fluide refoulé:

$$n_1/n_2 = Q_1/Q_2. \qquad \text{(II.1)}$$

Ainsi, lorsque Q est doublé, la vitesse devient également deux fois plus grande et inversement.

2. La chute de pression p sur la turbine est proportionnelle au carré du débit du fluide refoulé

$$p_1/p_2 = (Q_1/Q_2)^2. \qquad \text{(II.2)}$$

Ainsi, lorsque Q est doublé, la pression devient quatre fois plus grande et inversement.

3. Le couple moteur M de la turbine est proportionnel au carré du débit du fluide refoulé:

$$M_1/M_2 = (Q_1/Q_2)^2. \qquad \text{(II.3)}$$

4. La puissance N de la turbine est proportionnelle au cube du débit du fluide refoulé:

$$N_1/N_2 = (Q_1/Q_2)^3. \qquad \text{(II.4)}$$

Ainsi, lorsque Q devient deux fois plus grand, la turbine devient 8 fois plus puissante et inversement, lorsque Q devient deux fois plus petite, la puissance de la turbine devient huit fois plus faible.

Les formules (II.1)-(II.4) montrent qu'un fonctionnement efficace de la turboforeuse peut être assuré si le refoulement du fluide de forage par les pompes atteint la valeur maximale. Il convient de définir que la différence de pression sur la turbine, le couple moteur et la puissance sont proportionnels à la densité de la boue:

$$\rho_1/\rho_2 = p_1/p_2 = M_1/M_2 = N_1/N_2. \qquad (II.5)$$

Le rotor est fixé dans le stator par un palier d'appui axial et des butées en caoutchouc-métal. La disposition des paliers est schématisée par la figure II.16.

La figure II.16, *a* représente le pivot de passage qui sert en même temps de butée supérieure. Sur la figure II.16, *b* le pivot de passage

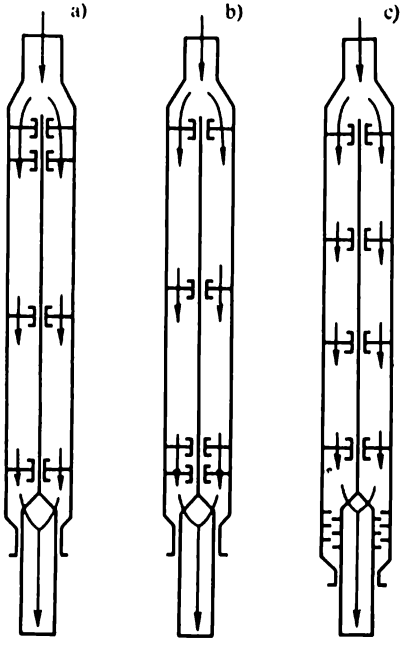
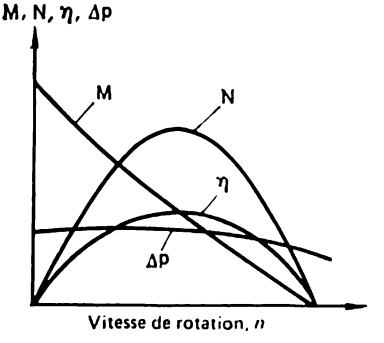


Fig. II.16. Disposition des paliers dans la turboforeuse

Fig. II.17. Graphique de la caractéristique de la turbine à débit constant



est déplacé en bas, alors que la partie supérieure comporte un palier d'appui. La construction de la figure II.16, *c* présente des paliers axiaux et d'appui séparés. Le pivot axial placé dans la partie inférieure de la turboforeuse ne possède pas de canaux laissant passer le fluide de forage, ce qui élimine les fuites de la boue par le jeu entre l'arbre et le joint.

Pour évaluer les possibilités technologiques des turboforeuses, on dresse la caractéristique de la turbine sur la base des données fournies par les essais au banc. Par caractéristique de la turbine on entend la relation entre le couple moteur M, la puissance N, le rendement η et la différence de pression Δp d'une part, et la vitesse de

rotation sous un débit constant du fluide, de l'autre (fig. II.17). Cette caractéristique montre que pour forer un puits à l'aide d'une turboforeuse il faut que la charge radiale subie par le trépan, ou, ce qui revient au même, le couple moteur M soit tel, que N et η reposent dans le domaine de leurs valeurs maximales.

Pour accroître la puissance et le couple moteur, on emploie des turboforeuses composées de deux, trois et plus de sections. Les sections supérieures comportent en plus de la turbine des butées, et la section inférieure, des butées et des paliers axiaux. Ces dernières années on prévoit le palier axial sous forme de section spéciale longue de 1,5 ou 2 m qui s'appelle broche.

Toutes les sections des turboforeuses à broche ne comptent que des butées, alors que la broche qui leur est reliée supporte les charges axiales. Un tel agencement permet de remplacer une broche usée directement au chantier.

Il faut dire que la période où on utilisait à une large échelle les moteurs d'attaque à grande vitesse du type turboforeuse tire à sa fin. La technologie actuelle consiste à faire subir à l'outil de fortes charges axiales, par exemple pour les trépans de 200 à 215 mm de diamètre, de 400 à 600 kN, et une vitesse s'échelonnant de 50 à 150 tr/mn, le trépan étant entraîné en rotation par un effort hydraulique élevé. La durée de vie des outils modernes atteint 100 h et plus. Les turboforeuses sont incapables d'assurer de tels programmes.

Un autre moteur d'attaque hydraulique prometteur est le moteur hélicoïdal (volumétrique) à faible vitesse.

Parmi les moteurs souterrains à faible vitesse le moteur hélicoïdal est le plus perfectionné (tableau 8). En U.R.S.S. dès 1977 ces mo-

Tableau 8

Caractéristique des moteurs hélicoïdaux du type Д

Paramètres	Д1-195	Д2-172M	Д-127	Д-85	Д1-54
Vitesse de l'arbre, tr/mn	90-130	115-170	200-250	225-290	180-480
Couple moteur, N·m	4500-5300	3000-3500	1000-1200	270-340	60-80
Puissance à l'arbre, kW	41,3-70,6	34,5-61,4	20,7-26,0	5,9-10,3	1,3-3,1
Débit du fluide de forage (eau), l/s	25-35	20-30	12-15	5-7	1,0-2,0
Différence de pression dans le moteur, MPa	4,0-6,0	4,5-5,0	3,5-4,5	2,7-3,0	5,8-4,2
Diamètre maximal du corps, mm	195	172	127	85	944
Longueur, mm	6900	6900	4400	3195	1900
Masse, kg	1140	880	305	105	25

teurs produits en série sont livrés de trois types: Д1-54, Д-85 et Д2-172M. Ce dernier type est prévu pour les sondages avec des trépans de 190,5 à 215,9 mm de diamètre.

Les pièces actives de ces moteurs sont conçues sur la base d'un mécanisme à hélice à fils multiples, ce qui a permis de réaliser la vitesse de rotation nécessaire, le couple étant plus élevé que dans le cas des turboforeuses.

Le moteur Д2-172M (fig. II.18) se compose de deux sections: le moteur même et la broche. Les pièces actives du moteur sont le

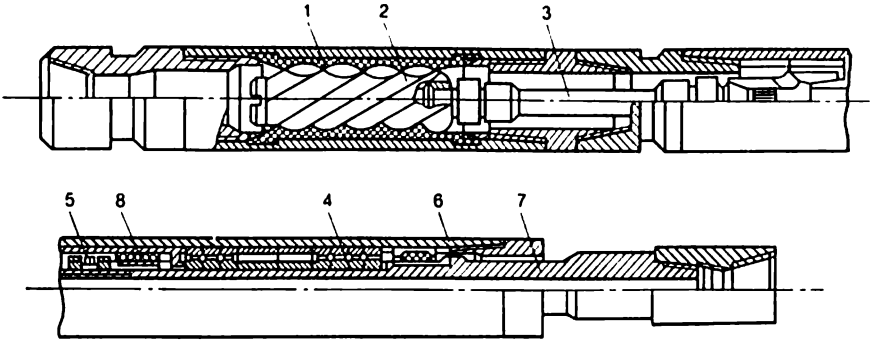


Fig. II.18. Moteur hélicoïdal Д2-172M

stator *1* et le rotor *2* qui forment un mécanisme hélicoïdal. Cette section comporte également un raccord à deux articulations *3*. Un raccord de réduction relie le stator au train de sonde. Le stator présente un corps cylindrique en acier dont la surface intérieure est revêtue de caoutchouc vulcanisé formant dix dents hélicoïdales à profil spécial. Le rotor en acier compte une dent de moins que le stator. L'axe du rotor est excentré par rapport au stator de la valeur e. Pour assurer la rotation du rotor dans le sens horaire les dents hélicoïdales à la surface du rotor et du stator sont exécutées à gauche.

Le couple moteur est transmis par le raccord à deux articulations *3* du rotor à l'arbre de sortie de la broche *7* placé dans la section de la broche. En plus de l'arbre la section de la broche comporte le corps *6*, la butée à plusieurs rangées de billes *5*, la butée en caoutchouc-métal *4* et le presse-étoupe *8*. La section à broche est prévue pour transmettre la charge axiale au front de taille, subir la charge hydraulique entraînant le rotor du moteur et assurer l'étanchéité de la partie inférieure de l'arbre, ce qui contribue à la réalisation de la différence de pression sur le trépan.

Le couple M des moteurs hélicoïdaux dépend de la différence de pression Δp_m du moteur.

La courbe caractéristique de service de Д2-172M obtenue au banc d'essai sous un débit de boue constant est représentée sur la figure II.19.

Avant l'application de la charge (à marche à vide) le moteur démarre sous une pression de *1* ou *2* MPa, lorsque la vitesse de rotation de l'arbre est maximale. A mesure que la charge augmente, le

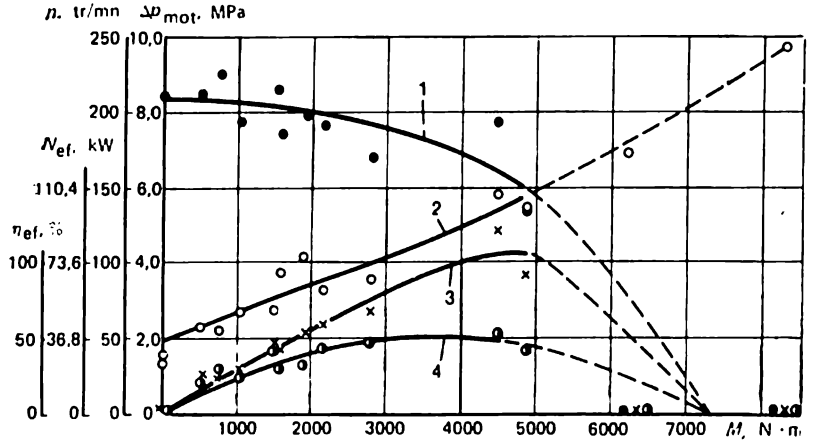


Fig. II.19. Caractéristique de service du moteur Д2-172M pour un refoulement par les pompes de 0,031 m³/s:

1 — vitesse de rotation de l'arbre, n; *2* — différence de préssion Δp_m; *3* — puissance efficace recueillie sur l'arbre, N_{ef}; *4* — refoulement efficace volumique du moteur η_{ef}

couple croît, la différence de pression augmente et la vitesse de l'arbre diminue. La croissance du couple et de la puissance améliorent le rendement du moteur.

La caractéristique de service d'un moteur d'attaque hélicoïdal du type Д peut être aisément modifiée suivant les prescriptions de la durée de service efficace des outils à molettes. Ainsi, en changeant le nombre de dents du couple rotor-stator, ainsi que le pas de l'hélice, on peut faire tourner l'arbre de sortie à 80 ou 120 tr/mn en renforçant ainsi le couple moteur.

Cette particularité des moteurs hélicoïdaux (volumétriques) promet leur large utilisation dans la pratique de forage, surtout dans le cas des tronçons courbés des puits déviés.

Les *électroforeuses* sont des moteurs de fond électriques. Une électroforeuse comporte un moteur à courant alternatif triphasé alimenté à partir de la surface du jour par un câble placé à l'intérieur de la colonne du train de sonde. Le fluide de forage circule de la même façon que dans le cas rotary et le forage aux moteurs d'attaque hydrauliques.

En surface l'énergie électrique est amenée par câble jusqu'à la prise de courant annulaire placée sous la tête d'injection. La prise de courant sert pour introduire le câble à l'intérieur du train de sonde et rend possible sa rotation sans interrompre l'amenée du courant vers le moteur. L'électroforeuse est fixée à l'extrémité inférieure du train de sonde, et le trépan, à l'arbre de l'électroforeuse.

Pour assurer le forage par ce type de moteur il faut fournir simultanément au fond deux formes d'énergie, l'énergie hydraulique et le courant électrique.

Le moteur électrique présente devant le moteur hydraulique cet avantage que ses vitesse, couple et autres paramètres ne dépendent pas de la qualité du fluide refoulé, des propriétés physiques de ce dernier, ni de la profondeur du puits, tout en rendant possible le contrôle de son fonctionnement à partir de la surface du jour.

A ses inconvénients on rapporte l'alimentation compliquée en courant, la pression hydraulique étant très forte et la nécessité d'une hermétisation très poussée pour protéger le moteur du fluide de forage.

Le câble électrique (à trois ou deux brins) est monté dans les tiges de forage par sections couplées automatiquement par des manchons de contact fixés dans les tool-joints.

Les électroforeuses se font de 170, 215 et 250 mm de diamètre (tableau 9).

Tableau 9

Caractéristique des électroforeuses

Paramètres	Э250/8	Э250/10	Э215/18	Э215/10	Э170/8	Э170/10
Puissance du moteur, kW	230	165	150	100	65	48
Tension, V	1650	1300	1100	1000	1050	1050
Vitesse, tr/mn	675	325	655	525	675	500

Note. Le dénominateur indique le nombre de pôles du moteur électrique.

Pendant la manœuvre descente et remontée des tiges les contacts du câble sont soigneusement lavés à l'eau et graissés à l'huile de ricin chaude. A chaque remontée de l'électroforeuse on vérifie la qualité de l'huile dans la partie inférieure de la broche. Si la boue a pénétré dans le carter de la broche, la descente de l'outil dans le sondage est inadmissible.

§ 5. Pompes à boue

Les pompes à boue sont prévues pour refouler dans le puits le fluide de forage. Il en existe de différents types (à piston, centrifuges, rotatives, etc.). De nos jours on n'emploie que les pompes à piston horizontales à double effet, à deux cylindres surtout (tableau 10), bien que dans la pratique on utilise également des pompes à trois cylindres.

Tableau 10

Caractéristiques techniques des pompes à boue à deux cylindres

Paramètres	У8-4	У8-6М	У8-7М
Puissance hydraulique, kW	330, 75	477,8	632
Puissance motrice, kW	441	632	845,3
Nombre de cylindres	2	2	2
Course du piston, mm	450	400	440
Diamètre des chemises de cylindre, mm	170, 160, 150, 130, 120	190, 180, 170, 160, 150, 140, 130	200, 190, 180, 170, 160, 150, 140
Diamètre de la tige, mm	65	80	80
Débit à coefficient de remplissage 0,9, l/s :			
maximal	35,5	45,8	45,8
minimal	16,3	24,4	22,2
Pression de refoulement, MPa, pour le diamètre de la chemise :			
maximal	9,3	10,8	13,9
minimal	18,0	25,4	31,4
Encombrement, mm :			
longueur	4610	4190	5360
largeur	3085	2362	2770
hauteur	3207	3205	3770
Masse de la pompe avec poulie, kg	18 600	27 020	33 115

La figure II.20 schématise le fonctionnement d'une pompe à double effet. L'arbre *14* porteur de la manivelle *13* entraîne en tournant la bielle *12* qui transmet le mouvement alternatif à la crosse *11* et au piston *5* lié à la crosse par la tige *10*. Le piston se déplace dans le cylindre *9* dont la partie inférieure porte les clapets d'aspiration *4* et *4a*, et la partie supérieure, les clapets de refoulement *6a* et *6*. Les clapets d'aspiration sont liés par la conduite *3* munie de filtre *2* au bassin d'aspiration *1*. Les clapets de refoulement s'ouvrent sur le compensateur *8* et la ligne d'injection *7*. En se déplaçant à droite le piston produit une dépression dans la partie gauche du cylindre ; sous l'action de la pression atmosphérique la boue du bassin d'aspiration *1* suit la conduite *3*, ouvre le clapet d'aspiration *4* pour venir

dans le cylindre. En même temps, le piston chasse la boue de la partie droite du cylindre, qui s'engage à travers le clapet *6* dans la ligne d'injection *7*. Les clapets *4a* et *6a* sont alors fermés sous l'action de la poussée de la boue refoulée. Lorsque le piston se déplace à gauche, la boue arrive par le clapet *4a* dans le cylindre pour être chassée par le clapet *6a* de la partie gauche du cylindre. Les clapets *4* et

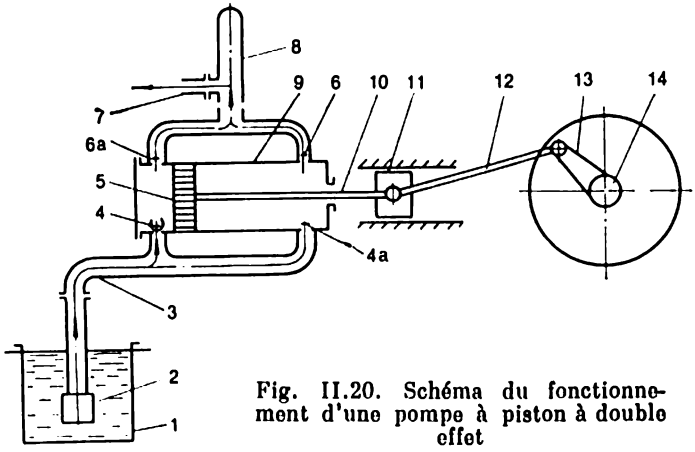


Fig. II.20. Schéma du fonctionnement d'une pompe à piston à double effet

6 sont alors fermés. Ainsi, dans son mouvement, le piston chasse la boue d'une partie du cylindre pour la faire venir dans l'autre partie et détermine ainsi le double effet de la pompe.

Le volume de fluide refoulé par unité de temps (dans les cas courants, par seconde) s'appelle *débit* ; il est déterminé par la formule

$$Q = \frac{m\,(2F - f)\,Ln}{60}\,k, \qquad \text{(II. 6)}$$

où m est le nombre de cylindres ; $F = 0{,}785\,D^2$, l'aire de la section du cylindre (D est le diamètre intérieur de la chemise du cylindre) ; $f = 0{,}785\,d^2$, l'aire de la section de la tige (d, le diamètre de la tige) ; L, la course du piston ; n, la vitesse de rotation du vilebrequin, tr/mn ; k, le coefficient de remplissage qui rend compte de la fuite par les clapets, les pistons et autres pertes affectant l'alimentation par la pompe.

La grandeur k dépend des propriétés de la boue, de l'usure des pistons et des clapets, ainsi que de la hauteur de la boue dans le bassin d'aspiration par rapport aux cylindres de la pompe. Dans le cas de l'eau ou d'un fluide de forage à faible viscosité, lorsque leur niveau dans le bassin d'aspiration se trouve plus haut que les cylindres et les pistons et les clapets sont neufs, k vaut 0,9 ou 0,95. Pour des pistons et clapets usés, sa valeur peut tomber à 0,6 ou 0,5, et même à 0,4.

§ 6. Têtes d'injection et flexibles de forage

La *tête d'injection* rend possible la rotation du train de sonde et le refoulement par la tête de la boue sous la pression requise. En reliant le mouflage au train de sonde la tête d'injection doit supporter le poids total de cette colonne, alors que le moment de frottement sur les butées et les presse-étoupe doit être peu important.

Les têtes d'injection travaillent dans des conditions pénibles déterminées par les charges élevées et la rotation durable du train de sonde, surtout dans le cas rotary (tableau 11). Ceci rend impératives à leurs éléments une robustesse et une sécurité suffisantes.

Tableau 11

Caractéristiques techniques des têtes d'injection

Paramètres	Têtes d'injection de capacité différente		
Charge statique maximale, MN	1,0	1,6	3,0
Charge en service, MN	0,75	1,25	2,25
Vitesse de rotation maximale de l'arbre, tr/mn	300	300	350
Pression maximale du fluide refoulé, MPa	15	17	20
Diamètre du trou de passage dans l'arbre, mm	100	100	90
Masse, kg	1020	2080	2100

L'arbre *2* de la tête d'injection (fig. II.21) repose par sa bride sur le roulement à rouleaux principal *10* qui supporte la charge exercée par le poids du train de sonde et qui transmet cette charge au corps par l'intermédiaire de la bague *9*. La butée à billes *8* subit les charges dynamiques dirigées en haut. Deux roulements d'appui *7* assurent le centrage de l'arbre dans le carter *6*. L'étanchéité des jeux entre les pièces fixes et en rotation est assurée par les presse-étoupe *13*, *5* et *12*. Le presse-étoupe *13* de tube d'usure est placé entre le tube d'usure *14* et l'arbre en rotation ; il doit résister à la pression de la boue lors du nettoyage du puits. Les presse-étoupe *5* et *12* préviennent les fuites d'huile du carter. La garniture des presse-étoupe est réglée à l'aide de la bague *4* et de l'écrou *3*. L'anse *15* qui sert à suspendre la tête d'injection au crochet est fixée au corps par deux doigts *11*. Le raccord de réduction *1* permet de relier à l'arbre l'extrémité de la tige active. De la ligne d'injection (colonne montante) jusqu'à la tête d'injection la boue est refoulée par le flexible de forage en caoutchouc.

Le *flexible de forage* est constitué d'une couche de caoutchouc intérieure, de plusieurs couches de tissu caoutchouté superposées entre lesquelles sont placées des armatures en fil d'acier, et par la couche de caoutchouc extérieure. Les flexibles d'injection ou de forage d'un diamètre de 102 et 76 mm, prévus pour des pressions de 15 et 20 MPa, se font avec des raccords fixés à demeure.

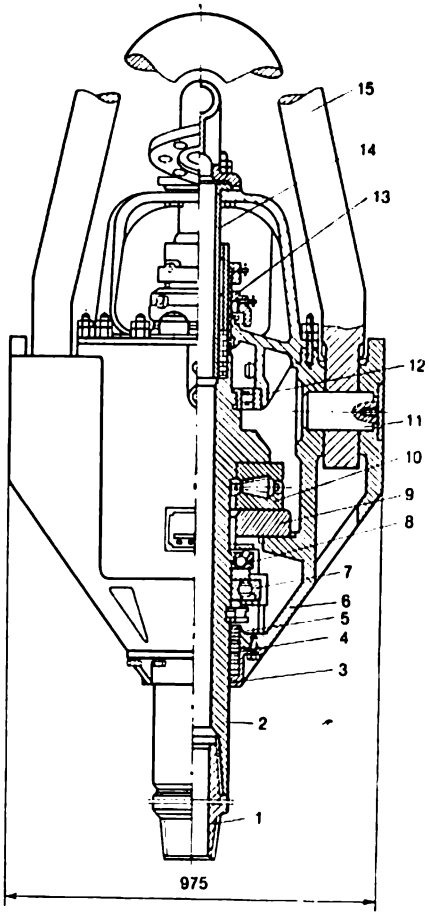


Fig. II.21. Tête d'injection

§ 7. Commandes du matériel de forage

On appelle commande d'une installation de forage l'ensemble des moteurs et des dispositifs qui assurent son fonctionnement, transforment l'énergie thermique ou électrique en énergie mécanique, permettent le réglage de l'énergie mécanique transformée et la transfèrent aux mécanismes exécutifs que sont la pompe, la table de rotation, le treuil, etc.

Les commandes peuvent être autonomes, ne dépendant pas du réseau énergétique, et non autonomes, alimentés à partir des réseaux électriques industriels. Aux commandes autonomes on rapporte les moteurs à combustion interne et les turbomoteurs. Parmi les commandes non autonomes il y a les moteurs électriques asynchrones et synchrones à courant alternatif, ainsi qu'à courant continu.

Une commande peut être individuelle ou réalisée par groupes. Les moyens d'adaptation artificielle et les organes de transmission qui canalisent l'énergie de plusieurs moteurs sur l'arbre commun sont également rapportés aux commandes. La commande d'une installation de forage exerce une action décisive sur les indices techniques et économiques. La souplesse de la caractéristique est la prescription principale imposée aux moteurs. Par ce terme on entend la susceptibilité des moteurs de s'adapter automatiquement ou à l'aide d'une

commande manuelle aux charges variables en service, en assurant l'utilisation maximale de la puissance. La souplesse de la caractéristique est déterminée par le coefficient d'adaptivité propre K et la marge de réglage R:

$$K = M_{max}/M_{nom}; \quad (II.7)$$

$$R = n_{max}/n_{min}, \quad (II.8)$$

où M_{max} est le couple maximal du moteur en régime stationnaire; M_{nom}, le couple nominal; n_{max}, la vitesse maximale de l'arbre du moteur dans la marge de service; n_{min}, la vitesse minimale de l'arbre à laquelle le service du moteur sous charge est stable.

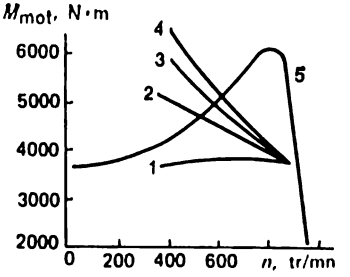


Fig. II.22. Courbes de puissance fonction des charges extérieures de différents moteurs:

1 — à combustion interne; 2 — machine à vapeur; 3 — moteur à combustion interne avec turbotransformateur; 4 — moteur électrique à courant continu; 5 — moteur électrique à courant alternatif

La figure II.22 donne les courbes de puissance fonction des charges extérieures de différents moteurs, qui montrent que le meilleur coefficient d'adaptivité est propre aux moteurs électriques à courant continu, aux moteurs à combustion interne avec transformateur et aux machines à vapeur. Ces moteurs possèdent une caractéristique série, c'est-à-dire que leur vitesse peut changer automatiquement en fonction de la charge. Le moteur de la commande du treuil et de la table de rotation doit posséder:

1) un couple de démarrage important pour surmonter les forces d'inertie du train de sonde suspendu au mouflage et le frottement des tiges contre la paroi du puits;

2) le démarrage progressif du fait que sous de grandes accélérations la colonne de tiges subit de fortes charges dynamiques, ce qui peut provoquer leur rupture;

3) une capacité de surcharge importante pour surmonter les surcharges de courte durée provoquées, par exemple, par la manœuvre.

Il est également désirable qu'un moteur soit réversible, c'est-à-dire qu'il puisse renverser la direction de rotation.

En U.R.S.S. pour les commandes on utilise à une large échelle les moteurs électriques asynchrones et synchrones à courant alternatif triphasé. Ce type de commande présente plusieurs avantages devant les moteurs à combustion interne. Dans les régions, où n'existent pas les réseaux électriques industriels, on utilise les installations de forage munies de moteurs à combustion interne. Aux Etats-Unis, c'est le type employé de préférence.

Actuellement, on poursuit l'étude des installations de forage commandées par des moteurs à courant continu. Ceci est dû au fait que l'industrie sort des redresseurs à thyrister de grande puissance très efficaces. Leur utilisation permet de transformer le courant alternatif industriel en courant continu directement au chantier.

Pour la transformation du couple moteur et de la vitesse de rotation, on emploie les moyens suivants d'adaptivité artificielle:

a) transmissions mécaniques à boîtes de vitesses étagées à engrenages ou à chaînes;

b) turbotransformateurs combinés aux boîtes de vitesses simplifiées.

Pour améliorer les caractéristiques de démarrage des moteurs on emploie des embrayages à friction, hydrauliques et électriques, qui permettent le réglage rapide de la vitesse de rotation.

La transmission mécanique est assurée par les engrenages, les courroies trapézoïdales, les chaînes, ainsi que les arbres à cardan (tableau 12). Pour les embrayages on utilise les accouplements à crabots rigides et à dents, et pour les embrayages opératoires, les accouplements à friction, à ruban et électriques.

Tableau 12

Caractéristiques des transmissions

Type	Puissance, kW	Vitesse, tr/mn		Vitesse linéaire du mouvement, m/s		Distance entre les arbres, m
		max	min	max	min	
Engrenages	⩽ 3000	2000	0	30	0	Jusqu'à 1
Courroie trapézoïdale	⩽ 600	1800	100	30	15	1 à 3
Chaînes	⩽ 2000	1400	0	40	0	Jusqu'à 4
Arbre à cardan	1000	1500	0	—	—	Jusqu'à 2

Les *engrenages* de divers types (réducteurs, boîtes de vitesses, commande de la pompe) s'emploient pour faire varier la vitesse et changer la direction de rotation, ainsi que pour transformer le couple moteur des arbres distants jusqu'à 0,5 m. Dans les installations de forage on emploie surtout les engrenages cylindriques à dentures droite, gauche ou à chevrons, ainsi que les engrenages à denture de Novikov.

Pour le matériel travaillant à grande vitesse et transmettant de fortes puissances on recourt aux dentures gauches ou à chevrons, et pour ceux dont la marche est peu rapide, des dentures droites. Les

roues coniques à denture gauche et hélicoïdale s'emploient pour les tables de rotation, les boîtes de vitesses, etc.

Les *transmissions par courroies trapézoïdales* sont utilisées pour les commandes des pompes à boue, les transmissions qui accouplent les moteurs à combustion interne, les commandes des générateurs d'éclairage et des compresseurs.

Transmissions par chaînes. Dans les installations de forage on emploie à une vaste échelle les chaînes à rouleaux à une et plusieurs rangées pour cumuler l'énergie transmise par les moteurs à combus-

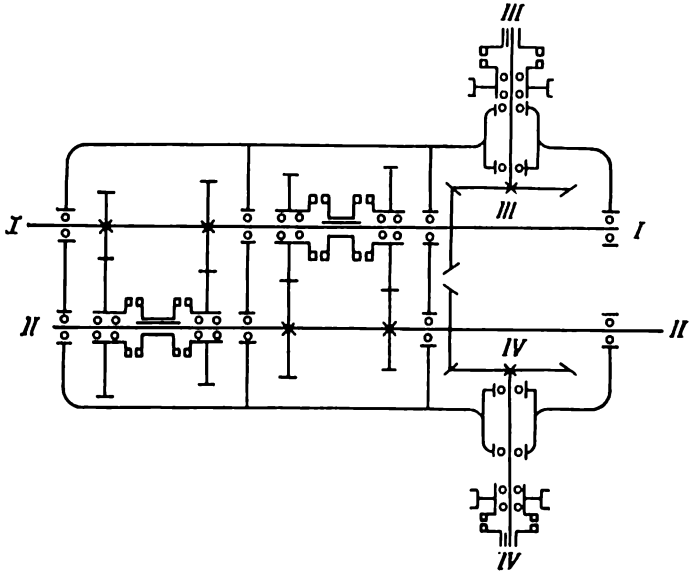


Fig. II.23. Schéma de la boîte de vitesses à engrenages

fion interne et transmettre leur puissance commune à l'arbre du treuil ou de la pompe, pour les boîtes de vitesses à chaînes, les commandes de la table de rotation, ainsi que les arbres des treuils de torage.

Les *arbres à cardan* sont prévus pour accoupler les arbres dans des plans différents ou dans le cas d'un centrage imprécis des axes, sous un angle allant jusqu'à 20°. Le plus souvent une transmission à cardan s'emploie pour la commande de la table de rotation.

Les arbres sont également accouplés par des embrayages de toute sorte. Les embrayages à friction et électromagnétiques n'imposent pas l'arrêt des arbres pour embrayer et débrayer, ce qui détermine leur large utilisation.

Dans les installations de forage les *boîtes de vitesses* assument le passage des vitesses et l'inversion du mouvement de la table de rotation et du tambour du treuil. Elles peuvent être à engrenages et à chaînes. La figure II.23 schématise la boîte de vitesses à engrenages à trois arbres *I-I*, *II-II* et *IV-IV* parallèles aux arbres du treuil et à l'arbre *III-III* pour la commande de la table de rotation. Cette

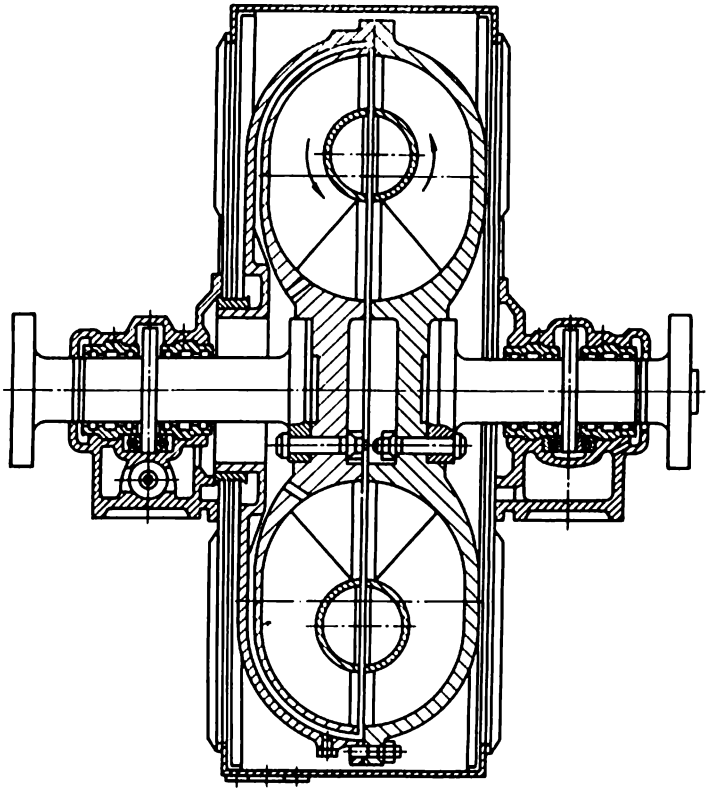


Fig. II.24. Embrayage hydrodynamique

boîte est prévue pour être commandée par un moteur à combustion interne.

Convertisseurs de couple. Ces convertisseurs sont constitués par une pompe centrifuge alliée à une turbine hydraulique accouplées par la circulation formée d'un fluide. Ils ont pour tâche d'adoucir les caractéristiques des moteurs. On y rapporte, les embrayages hydrodynamiques et les turbotransformateurs.

Un embrayage hydrodynamique est schématisé sur la figure II.24. Tant que l'arbre mené n'est pas sollicité par une charge, la roue de la turbine tourne en phase avec la roue de la pompe. Sous l'action d'une charge appliquée à l'arbre mené la vitesse de la turbine diminue, le fluide commence à circuler (suivant les flèches de la figure II.24) et le couple moteur est transmis à l'arbre mené.

Si la commande d'un treuil de forage est assurée par un moteur électrique, dans la plupart des cas la transmission du couple à partir de ce moteur au treuil est réalisée par deux moteurs électriques accouplés. Quand la commande est assurée par des moteurs à combustion interne, elle peut se faire suivant des schémas différents accouplant deux, trois ou quatre moteurs.

§ 8. Schémas typiques de la distribution du matériel principal au sein d'une installation de forage

D'après la forme de la commande de différents ensembles les installations de forage forment trois groupes principaux : à commande individuelle, par groupes et combinée. L'énergie électrique permet de rendre fréquente la commande individuelle.

Les figures II.25, *a*, *b*, *c*, *d* schématisent la disposition de l'équipement à commande électrique. Les schémas des figures II.25, *a*, *c*, *d* optent pour la commande combinée : individuelle pour les pompes et par groupe pour le treuil et la table de rotation.

Les installations de forage à moteurs à combustion interne se font avec des commandes par groupes et combinées (fig. II.25, *e*, *f*, *g*, *h*, *i*, *j*). Les transmissions peuvent être alors de types différents. Ainsi, le schéma de II.25, *e* préconise l'utilisation des chaînes à rangées multiples, les arbres à cardan et les courroies trapézoïdales, et ceux des figures II.25, *f*, *i*, les transmissions par chaînes, par courroies trapézoïdales et par engrenages. La transmission de la figure II.25, *g* est assurée par des arbres à cardan, et la commande du treuil de la figure II.25, *h* se compose de chaînes à rangées multiples, celle de la table de rotation, de l'arbre à cardan, et celle des pompes, des courroies trapézoïdales. Le schéma de la figure II.25, *j* fait appel à tous les types des transmissions.

Pour les installations de forage à moteurs à combustion interne il est plus avantageux d'employer une commande par groupes lorsque la puissance est mieux utilisée, tout en assurant une meilleure sécurité avec un plus petit nombre de moteurs (cf. fig. II.25, *g-j*).

La distribution du matériel de forage et de son manifold est visualisée sur la figure II.26.

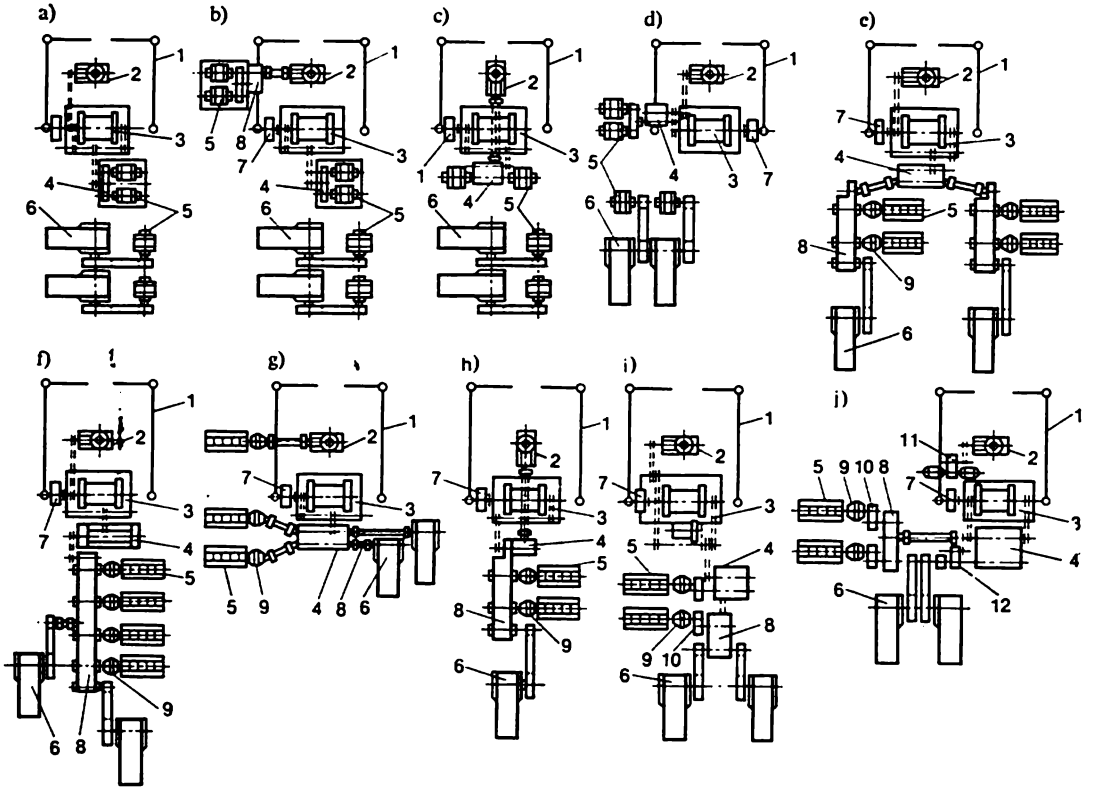


Fig. II.25. Disposition schématique de l'équipement principal du matériel des installations de forage:
1 — derrick principal; *2* — table de rotation; *3* — treuil; *4* — boîte de vitesses; *5* — moteurs; *6* — pompes; *7* — frein de réglage; *8* — transmission de blocage; *9* — transformateurs ou embrayages à friction; *10* — réducteur; *11* — commande de la table de rotation; *12* — régulateur de l'avancement du trépan

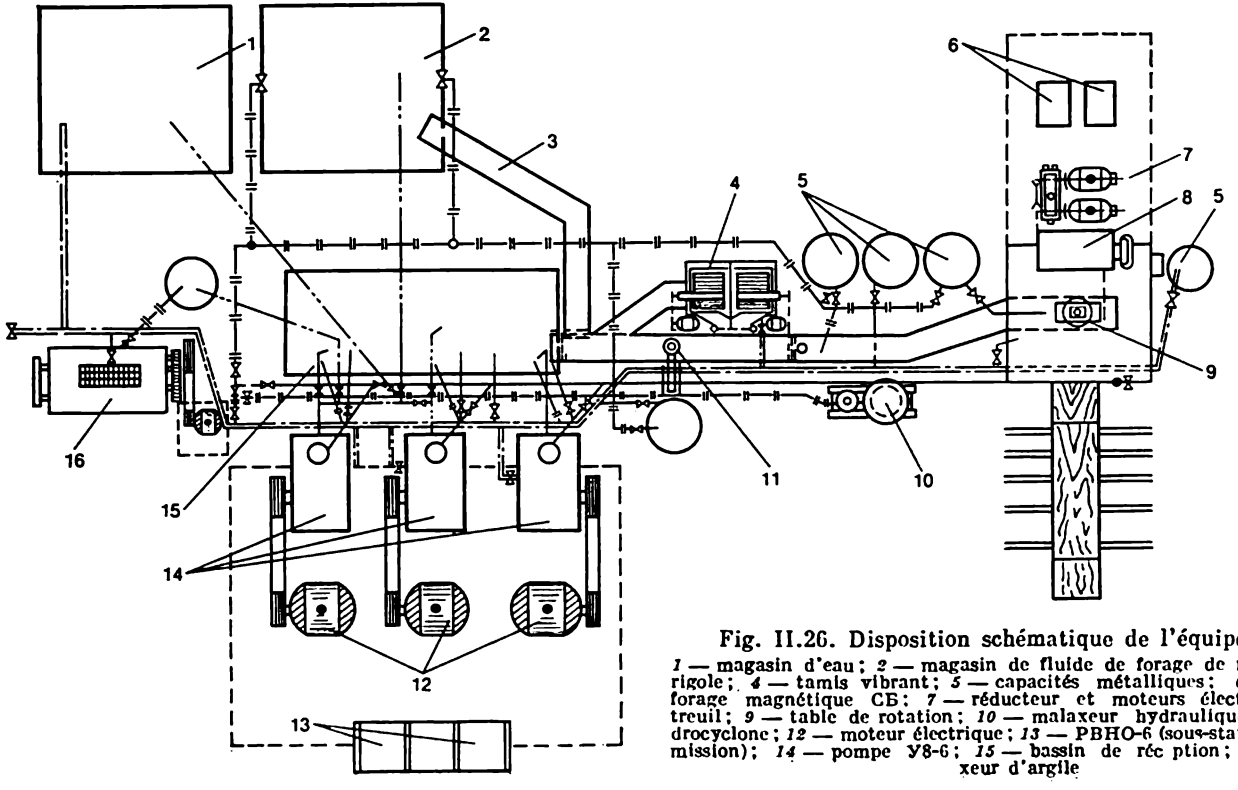


Fig. II.26. Disposition schématique de l'équipement:

1 — magasin d'eau; *2* — magasin de fluide de forage de réserve; *3* — rigole; *4* — tamis vibrant; *5* — capacités métalliques; *6* — poste de forage magnétique СБ; *7* — réducteur et moteurs électriques; *8* — treuil; *9* — table de rotation; *10* — malaxeur hydraulique; *11* — hydrocyclone; *12* — moteur électrique; *13* — PBHO-6 (sous-station de transmission); *14* — pompe У8-6; *15* — bassin de réc ption; *16* — malaxeur d'argile

Chapitre III

PROPRIÉTÉS PHYSIQUES ET MÉCANIQUES DES ROCHES

§ 1. Généralités sur les roches

D'après l'origine il existe trois groupes de roches:
1) magmatiques ou éruptives;
2) sédimentaires;
3) métamorphiques.

Les roches magmatiques se forment par refroidissement et solidification du magma fondu. On y rapporte les basaltes, les granits, etc. Les roches sédimentaires (argiles, calcaires, grès, sel gemme, etc.) sont produites par la sédimentation au fond des bassins des particules des roches éruptives fragmentées, des sels, ainsi que des matières organiques. Les roches métamorphiques (marbre, gypse, schistes cristallins, etc.) se forment à partir des calcaires, sels sulfatés, argiles, etc., sous l'action des températures et des pressions élevées qu'ils subissent en s'affaissant au sein de la terre.

Les minéraux principaux constitutifs des roches sédimentaires sont: montmorillonite, kaolinite, halloysite, quartz, calcite, dolomie, anhydrite et gypse. Les roches sédimentaires forment deux groupes en fonction du nombre de constituants des minéraux: roches simples ou monominérales et complexes ou polyminérales. Parmi les roches monominérales il y a l'halite (sel gemme), le gypse, les anhydrites, les calcaires, les dolomies, la glace fossile. Au groupe polyminéral on rapporte presque toutes les roches éruptives, et parmi les roches sédimentaires les grès, les argiles, les schistes, les conglomérats, les marnes.

La structure, la composition et les propriétés des roches sédimentaires sont étudiées avec une grande attention, le pétrole et le gaz étant surtout piégés par ces roches, et en particulier par les argiles, les sables, les grès, les dolomies, les anhydrites, les sels, les gypses. La connaissance de leurs structure, composition et propriétés permet de choisir les méthodes et les moyens les plus efficaces pour leur désagrégation, d'extraire le plus possible du sous-sol du pétrole et du gaz découverts.

Pour les roches sédimentaires les caractéristiques importantes sont la structure et la texture qui traduisent la composition des terrains et influent sensiblement sur leur fragmentation au cours du forage.

Par structure on entend la constitution de la roche définie par les dimensions des particules minérales, leur forme et le caractère de la surface. La plupart des roches sédimentaires se composent des

fragments (particules) de divers minéraux de dimensions et de configuration variées. Généralement, ces particules sont liées entre elles en un tout unique par des liants différents (argileux, calcaires, siliceux) appelés *ciments*, pour constituer une roche concrète. Les propriétés mécaniques de ces ciments déterminent les propriétés correspondantes de la roche dans son ensemble. La structure et les propriétés des ciments sont donc l'une des caractéristiques principales des roches sédimentaires.

La texture détermine les particularités de la structure due à la répartition spatiale des particules minérales. Pour les roches sédimentaires les traits particuliers de la texture sont leur stratification et clivage (propriété des couches de la roche de glisser l'une par rapport à l'autre en formant de minces plaques suivant le plan de stratification ou délit).

Presque toutes les roches sédimentaires présentent telle ou telle porosité, c'est-à-dire qu'elles possèdent des espaces privés de matière solide. La présence des pores dans une roche altère sa dureté et sa résistance.

La densité varie d'une roche à l'autre. La *densité* est la masse d'une unité de volume de la roche solide (kg/m^3). Sa valeur dépend de la densité des minéraux constitutifs. Elle varie de 2100 à 2900 kg/m^3, et pour les roches les plus abondantes, de 2400 à 2700 kg/m^3. On distingue également ce qu'on appelle la masse volumique qui est la masse d'une unité de volume de la roche sèche à son état naturel (avec les pores et les fissures). Les valeurs de la masse volumique et de la densité ne coïncident que pour les roches privées de pores et de fissures.

La masse volumique des roches poreuses est toujours plus petite que leur densité: plus la différence entre cette masse et la densité est grande, plus la roche est poreuse. Avec la profondeur la masse volumique croît par suite du compactage des roches. La masse volumique de la plupart des roches sédimentaires varie de 1800 à 2500 kg/m^3. Il convient de noter que la valeur de la masse volumique intervient dans celle de la pression de gisement qui est la pression supportée par les roches au sein de la terre, due au poids des couches sus-jacentes.

Les roches ont une résistance différente. Celle-ci est définie par la contrainte qui désagrège la roche. La résistance est la plus élevée dans le cas de la compression, alors que pour les autres formes de sollicitation (cisaillement, flexion, traction) elle est sensiblement plus faible (tableau 13).

Cette particularité est due aux défauts, à l'hétérogénéité et à la faible cohésion des grains (particules) entre eux. La résistance d'une roche dépend de la composition minéralogique. Généralement, la résistance d'une roche monominérale est plus élevée que celle d'une roche polyminérale. Parmi les roches sédimentaires les plus

Tableau 13

Résistance relative des roches

Roche	Résistance relative, en %			
	compression	cisaillement	flexion	traction
Grès	100	10-20	2-14	2-5
Schistes argileux (dans le sens du clivage)	100	—	15-60	10-18
Gypses	100	—	35	11
Calcaires	100	15-20	8-10	10-13
Marbre	100	16-40	—	8-10
Quartzites	100	5-7	—	4-5

résistantes sont celles à ciment siliceux. Le ciment argileux réduit sensiblement la résistance. Pour les roches de même type une porosité plus grande détermine une résistance plus faible.

La plupart des roches sont des corps hétérogènes. Elles le sont par la composition des minéraux, la répartition des grains de minéraux dans la roche, le degré de compactage, la fissuration et la porosité; il en résulte que les roches sont hétérogènes suivant la dureté et la résistance. Le compactage différent est conditionné par la profondeur différente du gisement. Plus celui-ci est profond, plus les roches sont compactes. Dans la voûte du pli leur compactage est plus faible, alors que la fissuration est plus élevée dans ses flancs. La fissuration des roches résulte des mouvements tectoniques de leurs massifs.

La différence de stratification et de compactage, ainsi que la fissuration des roches et leur porosité déterminent leur *anisotropie* et les propriétés différentes suivant la profondeur du gisement tout comme suivant l'étendue.

Ainsi, la structure des roches sédimentaires est complexe et leurs propriétés physiques et mécaniques déterminant leurs dureté et résistance sont sujet de variations.

§ 2. Propriétés physiques et mécaniques

Les roches sont plus ou moins des corps élastiques qui se déforment sous l'action des charges extérieures. Si après la suppression de la charge la déformation disparaît et le corps reprend ses dimensions initiales, on dit qu'elle est *élastique*. La déformation qui conserve complètement ou partiellement sa forme est dite *plastique*. La plupart des minéraux se déforment comme des corps élastiques et fragiles, leur rupture se produit à l'instant où la contrainte sollicitant la roche atteint la limite d'écoulement. La déformation des minéraux

observe alors la loi de Hooke

$$\Delta l = k\sigma, \qquad \text{(III.1)}$$

où Δl est la valeur de la déformation ; σ, la contrainte subie par le corps sous l'action de la force appliquée; k, le coefficient déterminant les propriétés élastiques du corps.

Ces dernières sont déterminées par le module d'élasticité E (module d'Young) et le coefficient de Poisson μ. Le module d'élasticité E sert de coefficient de proportionnalité entre la contrainte normale et la déformation relative qui correspond à cette contrainte. Pour la plupart des roches le module d'élasticité varie de $0{,}03 \cdot 10^4$ à $1{,}7 \cdot 10^5$ MPa et dépend de la composition minéralogique, de la porosité, du type de déformation et de la valeur de la charge appliquée.

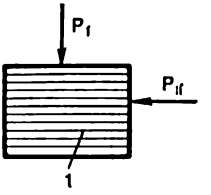


Fig. III.1. Forces appliquées à un échantillon de roche :
1 — échantillon de roche ; $P_\perp$ — force perpendiculaire à la stratification ; $P_{\parallel}$ — force parallèle à la stratification

Le coefficient de Poisson μ associe, lors de l'application de la charge, les déformations longitudinales et transversales. Pour les roches il varie de 0,10 à 0,45 et dépend en gros des mêmes facteurs que E. Les valeurs du module d'élasticité, du coefficient de Poisson et de la résistance à la compression dépendent pour une roche de la direction de la charge (la force) appliquée par rapport à la stratification (fig. III.1).

Tableau 14

Propriétés mécaniques des roches

Roches	Module d'élasticité, $E = 10^4$ MPa	Coefficient de Poisson, μ	Résistance à la compression, MPa
Schistes gréseux	3,03/2,42	0,25/0,16	52/79
Calcaires	6,36/7,25	0,28/0,30	151/125
Grès à gros grains	1,93/1,73	0,45/0,36	118/142
Grès à grains fins	3,83/2,64	0,20/0,19	160/157
Aleurolites	2,67/1,72	0,25/0,29	51/68

Note. Au numérateur les données pour une force parallèle à la stratification, et au dénominateur, pour une force perpendiculaire à la stratification.

Le tableau 14 consigne les données sur les propriétés mécaniques de certaines roches en fonction de la direction de la force appliquée.

De nos jours les données sur les propriétés mécaniques des roches sont fournies par des essais qui consistent à enfoncer un poinçon

dans un échantillon de roche. Ce procédé traduit mieux que les autres le processus réel de la rupture des roches en forage sous l'effet de l'engagement des dents du trépan. Le mode envisagé est adopté en U.R.S.S. en tant que norme d'Etat. Il consiste en principe à engager dans un échantillon plan-parallèle un poinçon cylindrique à base plane dont l'aire ne doit pas être inférieure à 2 ou 3 mm² (fig. III.2). L'enfoncement du poinçon est assuré par un appareil

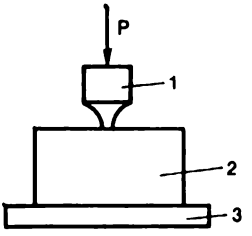


Fig. III.2. Schéma de l'enfoncement d'un poinçon dans la roche:
1 — poinçon; 2 — échantillon de roche; 3 — table de l'appareil

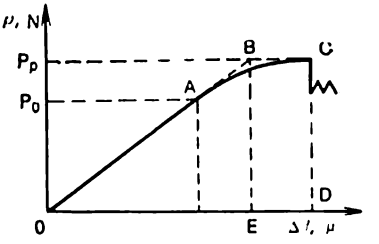


Fig. III.3. Diagramme des déformations

spécial muni de dispositif visualisant la courbe de déformation en coordonnées: force P (H) — déformation absolue Δl (μ). Les courbes obtenues (fig. III.3) sont traitées pour permettre le calcul de la dureté de la roche suivant l'empreinte du poinçon, N/mm²:

$$p_p = P_p/S \qquad \text{(III.2)}$$

où P_p est la charge à l'instant de la rupture, N ; S, l'aire de la base du poinçon, mm² ;

la limite d'écoulement conventionnelle, Pa:

$$p_0 = P_0/S \qquad \text{(III.3)}$$

(P_0 est la charge qui détermine le passage de la déformation élastique à la déformation permanente, N);

le coefficient de plasticité

$$k = A_{tot}/A_{élas}, \qquad \text{(III.4)}$$

où A_{tot} est le travail total jusqu'à l'instant de la rupture de l'échantillon ; $A_{élas}$, le travail dans le domaine des déformations élastiques.

Le travail total A_{tot} est équivalent à l'aire $OACD$, et $A_{élas}$, à l'aire OBE (cf. fig. III.3). Ainsi, le coefficient de plasticité k peut être déterminé comme le rapport des aires considérées

$$k = S_{OACD}/S_{OBE}. \qquad \text{(III.5)}$$

Outre les constantes mécaniques p_p, p_0 et k, on calcule le travail de rupture volumique spécifique

$$A_V = A_{tot}/V, \qquad \text{(III.6)}$$

où V est le volume de la zone de rupture de l'échantillon, cm³.

D'après la caractéristique de la déformation, toutes les roches sont rangées en trois classes : I — fragiles; II — plastiques et fragiles ; III — ne subissant pas la rupture.

D'après la dureté, les roches forment cinq groupes : I — tendres ; II — moyennes ; III — dures ; IV — tenaces et V — très tenaces. Chaque groupe est divisé en catégories.

La classification du tableau 15 montre que les roches sédimentaires comportent tous les groupes et catégories de la dureté. Parmi ces roches les plus fréquentes sont les dépôts d'argile. On y rapporte les roches constituées de particules d'argile inférieures à 0,01 mm, avec l'addition de quartzite, de feldspath, de mica, etc. Aux températures et pressions élevées les argiles se transforment en argilites, argiloschistes, marnes. Avec l'augmentation de la profondeur la dureté des roches argileuses augmente.

La dureté des roches détritiques (grès et aleurolites) est influencée par le type et la nature du ciment qui solidarise les fragments en un massif unique (cf. tableau 15).

Les ciments peuvent être argileux, carbonatés, siliceux, etc. On dit qu'un ciment est poreux lorsqu'il comble les pores entre les fragments ; basal, lorsque le matériau de cimentation remplit l'espace entre les fragments de façon à interdire leur contact, et de contact lorsque les fragments sont liés seulement dans la zone de contact des fragments ; on dit qu'un ciment est de régénération lorsqu'il se dégage de l'eau de formation se déplaçant dans les canaux et les fissures entre les pores.

Les roches carbonatées les plus abondantes sont les calcaires et les dolomies qui en fonction de la teneur en calcite et dolomie forment un grand nombre de types. La dureté des roches carbonatées diminue avec l'augmentation des inclusions de gypse, d'anhydrite et de particules d'argile, ainsi que de la porosité.

Les roches halogènes et sulfatées sont d'origine chimique. Les plus répandues sont le sel gemme, le gypse et l'anhydrite.

Les siliciures se composent surtout de silice (opale amorphe, calcédoine, etc.). Parmi les roches sédimentaires elles sont les plus résistantes, leur dureté au poinçon atteint 70 kN/mm² et plus.

En plus de la classification suivant la dureté, les roches sédimentaires sont groupées d'après leur plasticité (tableau 16), c'est-à-dire d'après leur susceptibilité de subir des déformations permanentes. Parmi les roches fragiles typiques il y a les silex purs et les roches détritiques à ciment quartzeux.

Tableau 15

Roches			Groupe											
			Tendres		Moyennes		Dures		Tenaces		Très tenaces			
			Catégorie											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
			Dureté p_p, 10^1 MPa											
			< 0,1	0,1 – 2,5	2,5 – 5	5 – 10	10 – 15	15 – 20	20 – 30	30 – 40	40 – 50	50 – 60	60 – 70	> 70
Argileuses		Argiles												
		Marnes												
		Argilites, argiloschistes												
		Roches argileuses silicifiées												
Détritiques	Grès quartzeux	A ciment argileux basal												
		A ciment argileux poreux												
		A ciment carbonaté et sulfaté basal												
	Aleurites quartzeux	A ciment quartzeux de contact												
		A ciment quartzeux de régénération												
		A ciment argileux basal												
		A ciment argileux poreux												
		A ciment carbonaté basal												
		A ciment quartzeux de contact												
		A ciment quartzeux de régénération												
Carbonatées	Calcaires	Pélitomorphes* et à grains fins												
		Organogènes, organogènes détritiques												
	Dolomies	Pélitomorphes* et à grains fins												
		A grains moyens												
Halogénées et sulfatées		Sel gemme												
		Gypse												
		Anhydrite												
Siliceuses														

*) On dit pélitomorphes pour les calcaires et les dolomies dont les grains sont inférieurs à 0,01 mm.

Tableau 16

Roches			Classe					
			Fragiles	Plastico-fragiles				Ne subissant pas la rupture
			Sous-classe					
			Fragiles	Peu plastiques	A plasticité moyenne	Plastiques		Très plastiques
			Catégorie					
			1	2	3	4	5	6
			Coefficient de plasticité, k					
			1	>1-2	2-3	3-4	4-6	≥6
Argileuses		Argiles						
		Marnes						
		Argilites, argiloschistes						
		Roches argileuses silicifiées						
Détritiques	Grès quartzeux	A ciment argileux basal						
		A ciment argileux poreux						
		A ciment carbonaté et sulfaté basal						
		A ciment quartzeux de contact						
	Aleurites quartzeux	A ciment quartzeux de régénération						
		A ciment argileux basal						
		A ciment argileux poreux						
		A ciment carbonaté basal						
		A ciment quartzeux de contact						
		A ciment quartzeux de régénération						
Carbonatées	Calcaires	Pélitomorphes						
		A grains fins						
		Organogènes, organogènes détritiques						
	Dolomies	Pélitomorphes						
		A grains fins						
		A grains moyens						
Halogénées et sulfatées		Sel gemme						
		Gypse						
		Anhydrite						
Siliceuses								

L'une des manifestations de la plasticité est le fluage qui consiste en une déformation qui croît sous une contrainte invariable. Le fluage est propre surtout aux argiles et argiloschistes, certains calcaires, sel gemme. Il arrive que le fluage rend le diamètre du puits plus petit ou même l'obstrue totalement.

Lorsqu'une roche est sollicitée par des contraintes de grande durée, leur valeur ne dépassant pas la limite d'élasticité, ces contraintes deviennent plus faibles. Il en est ainsi du fait que la déformation élastique se transforme en déformation plastique. Cette transformation s'appelle *relaxation des contraintes*. Le temps pendant lequel la contrainte diminue de e*) fois s'appelle *période de relaxation*. Pour la plupart des roches elle est assez grande (quelques mois et plus). Si on applique à une roche une charge provoquant une contrainte qui ne dépasse pas la limite d'écoulement, la roche subit d'abord une déformation élastique. Lorsque cette charge dure, la roche acquiert des propriétés plastiques. Ceci fait qu'on s'efforce de réduire au minimum la durée de forage d'une sonde.

Il existe encore une propriété caractéristique des roches, c'est leur *abrasivité* qui les rend susceptibles d'user les métaux et les alliages par effet de frottement. Plus l'abrasivité est forte, plus les tiges et les différents outils en service dans le puits s'usent vite et imposent donc un remplacement plus fréquent. Ceci concerne surtout le trépan, l'outil qui attaque directement le terrain. C'est pourquoi la connaissance des propriétés abrasives de ce dernier contribue au choix du trépan le plus résistant et rend par là plus efficace le forage. L'une des méthodes permettant d'évaluer le pouvoir abrasif d'une roche par rapport au trépan consiste à mesurer l'usure d'une bague étalon soumise, sous charge et à vitesse constante, au frottement contre la roche.

D'après leur pouvoir abrasif, les roches peuvent être rangées de la façon suivante: gypse $<$ baryte $<$ dolomies $<$ calcaires $<$ roches siliceuses $<$ roches magnésioferritiques et feldspathiques $<$ $<$ quartz et quartzites.

Les roches polyminérales sont, généralement, plus abrasives que les roches monominérales. Parmi les roches détritiques les plus abrasives sont les grès quartzeux et les aleurolites. Les argiles, les roches carbonatées et sulfatées à l'état pur sont peu abrasives. Pourtant, lorsque leur teneur en quartz est plus élevée, leur abrasivité devient plus forte. Ceci est particulièrement caractéristique des roches peu résistantes. Ainsi, lorsque leur teneur en quartz dépasse 20 %, leur abrasivité devient supérieure à celle des quartzites.

---

* e est une base de logarithme naturel.

§ 3. Traits particuliers de la désagrégation des roches en forage

Pour détruire la roche il faut que les éléments du trépan s'y engangent sous l'action de la charge axiale et du couple moteur. L'allure de cette fragmentation par le trépan dépend de la dureté et de la plasticité de la roche. Par exemple, les roches tendres et plastiques sont le mieux fragmentées par la coupe. La résistance à l'engagement du trépan étant peu grande pour les roches tendres, l'élément taillant la roche y pénètre sous une charge axiale relativement peu grande (fig. III.4, *a*). La plasticité élevée de la roche empêche sa destruction à l'instant de l'engagement de l'élément considéré.

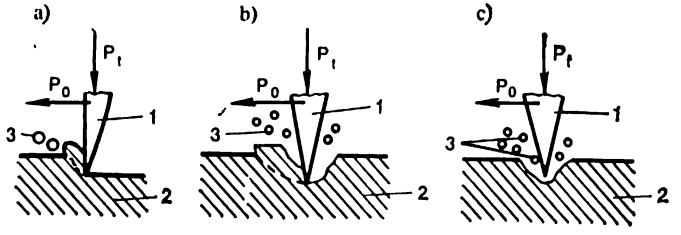


Fig. III.4. Schéma de coupe (*a*), de cisaillement (*b*) et de fragmentation (*c*) de la roche:
1 — élément de trépan désagrégeant la roche; *2* — roche; *3* — particules des déblais; P_a — charge axiale; P_p — force périphérique

Sous l'action du couple moteur cet élément coupe une couche dont l'épaisseur est égale à la profondeur de l'engagement de cet élément. La couche taillée se décompose en fragments isolés de différente grosseur entraînés par le courant de la boue pour être évacués à partir du fond.

Lorsqu'un élément de l'outil s'engage dans les roches de dureté et de plasticité moyennes, celles-ci se désagrègent d'une façon différente par rapport aux roches tendres et plastiques. Sous l'action de l'élément du trépan, la partie supérieure de la couche se détache en laissant une empreinte, alors que l'élément taillant s'engage dans la partie inférieure de la couche (fig. III.4, *b*). Ainsi, la force périphérique appliquée à la couche la détache progressivement de la roche.

Les roches dures et fragiles se détruisent sous l'action de l'élément du trépan en formant un creux sur toute la profondeur de l'engagement de cet élément (fig. III.4, *c*). Cette forme de destruction s'appelle *fragmentation*. La destruction d'une roche dure et fragile est la plus efficace lorsque l'élément du trépan lui porte des coups consécutifs.

Cette présentation des particularités de la destruction des roches suivant leur dureté et leur plasticité est schématisée. Dans la pratique ces propriétés se manifestent sous des formes très variées de leur combinaison due à l'anisotropie des roches. C'est pourquoi dans les conditions réelles les roches peuvent être attaquées par coupe et arrachement simultanés, par arrachement et fragmentation, et dans certains cas, par l'usure de la roche sous l'action du trépan.

Chapitre IV

MATÉRIEL PRINCIPAL ET AUXILIAIRE

Pour le forage rotary (à l'aide de la table de rotation et des moteurs d'attaque), on utilise le matériel principal suivant :

a) trépans, outils qui attaquent la roche ;

b) tiges de forage et masses-tiges ;

c) aléseurs, stabiliseurs, centreurs ;

d) tiges d'entraînement (tiges carrées) ;

e) raccords de réduction.

Matériel auxiliaire :

a) élévateurs, tables de tubing, élingues ;

b) clés de vissage et dévissage des tiges ;

c) coins de retenue, éléments de petite mécanisation facilitant les opérations manuelles.

§ 1. Trépans

Dans le forage rotary une roche est désagrégée sous l'action de deux forces, la *charge verticale* (*axiale*) *appliquée au trépan* et due à une partie du poids du train de sonde et la *force horizontale* produite par la rotation du train de sonde ou de l'arbre en rotation du moteur d'attaque.

La destruction des roches dépend de leur dureté et de leur plasticité. Ainsi, la destruction des terrains plastiques tendres, des argiles par exemple, est la plus efficace dans le cas de la coupe. L'efficacité de la désagrégation augmente alors avec l'amélioration de l'affûtage des éléments taillants du trépan. A mesure que la dureté croît et la plasticité diminue, la roche se prête plus mal à la coupe. Aussi pour les terrains de ténacité moyenne (argiloschistes, argilites, certains grès, etc.) emploie-t-on des trépans qui combinent la frag-

mentation au cisaillement. L'élément actif de tels outils s'engage dans la roche sous l'effet du choc porté au front de taille, et le cisaillement se produit par glissement de l'élément actif sur le plan de la taille sous l'effet de la rotation de l'outil.

Les éléments actifs des trépans qui réalisent la fragmentation-cisaillement doivent être assez longs et affilés, afin de s'engager profondément dans la roche.

Les terrains durs et tenaces abrasifs sont désagrégés le mieux par fragmentation et fractionnement sous l'effet des chocs portés par les outils. Dans ce cas, leurs éléments actifs doivent être assez résistants.

Les terrains durs et tenaces peu abrasifs se prêtent le mieux à la destruction par la microcoupe. Les éléments actifs des outils correspondants doivent être plus durs et leur nombre doit assurer la désagrégation sur tout le front de la taille.

§ 2. Classification des trépans

Les trépans sont classés suivant deux indices : la destination et le mode d'action.

D'après la destination, on distingue trois types :

1) de forage plein diamètre ;
2) couronnes de carottage ;
3) trépans pour l'exécution des travaux spéciaux.

D'après l'action sur la roche les outils peuvent travailler par :

1) coupe et cisaillement ;
2) fragmentation et cisaillement ;
3) fragmentation ;
4) coupe et abrasion.

§ 3. Trépans de forage plein diamètre

A cet effet on emploie des outils à lames, à molettes, ainsi que les outils à diamant artificiel et naturel.

Trépans à lames

Ces outils sont les représentants typiques des outils travaillant par coupe et cisaillement. Ils peuvent être à une, deux et trois lames ou à lames multiples. Actuellement, pour le forage rotary des terrains tendres plastiques à inclusion des intercalations de dureté moyenne on emploie surtout des trépans trilames.

Comme nous l'avons déjà dit ce type d'outil (fig. IV.1) s'emploie largement pour l'exécution des puits dans les horizons supérieurs formés de roches tendres plastiques. Les trépans à trois lames se font en prévoyant le nettoyage usuel et par jet. Ces outils sont sensiblement moins chers que les trépans tricônes, alors que leurs para-

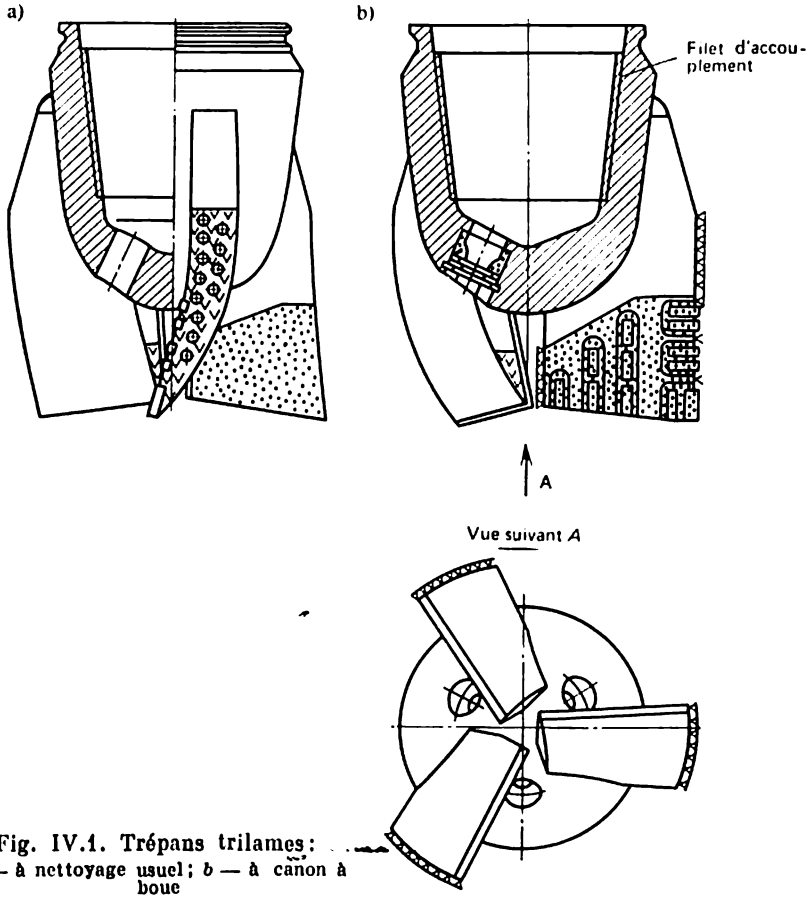


Fig. IV.1. Trépans trilames: *a* — à nettoyage usuel; *b* — à canon à boue

mètres (passe d'outil et vitesse d'avancement mécanique) pour des terrains tendres plastiques sont meilleurs que pour les autres types.

Les trépans multilames (à six lames) travaillant par coupe et abrasion (fig. IV.2) sont prévus pour des roches tendres et à dureté moyenne à intercalations dures. Trois lames de ces outils ont une hauteur normale et alternent avec les trois autres, à hauteur réduite.

Pour élever la tenue à l'usure des éléments actifs des trépans bilames et trilames, leurs arêtes de coupe et faces latérales (calibrantes) sont renforcées par un alliage rapporté. Les éléments actifs des outils travaillant par abrasion et coupe comportent des dents rap-

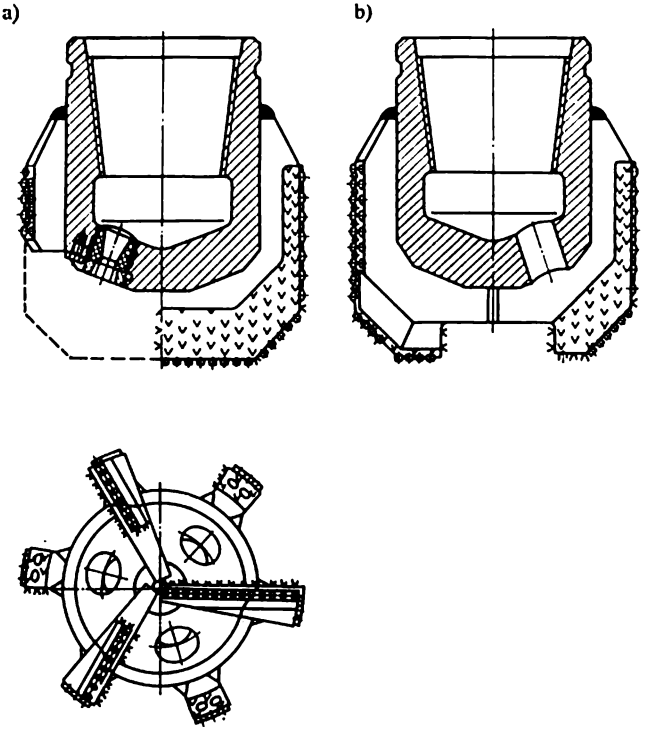


Fig. IV.2. Trépans à lames multiples travaillant par coupe et abrasion: *a* — à canon à boue; *b* — à injection usuelle

portées en alliages durs, alors que les creux entre les dents sont consolidés par un alliage dur obtenu à partir d'une matière première pulvérulente.

Outils à molettes

C'est le type de l'outil qui dans le forage des puits de pétrole et de gaz s'emploie de préférence. Les trépans utilisés en U.R.S.S. pour forer à plein diamètre existent sous les formes suivantes: 1) à cône unique (fig. IV.3, *a*); 2) bicône (fig. IV.3, *b*); 3) tricône

(fig. IV.3, *c*). Les normes soviétiques prévoient la production de la fabrication de plusieurs types d'outils (tableau 17) et réglementent la disposition et la construction des duses pour la circulation du fluide de forage. Les trépans peuvent être à circulation centrale (Ц); balayage central (П); jet latéral par canon à boue (Г); balayage latéral (ПГ); à butée baignant dans l'huile (У). Les outils dont les butées des molettes sont constituées de roulements à billes ou à rouleaux sont désignés par la lettre B. Si les butées possèdent deux ou plus paliers lisses, on les désigne par la lettre A. Mais si les butées

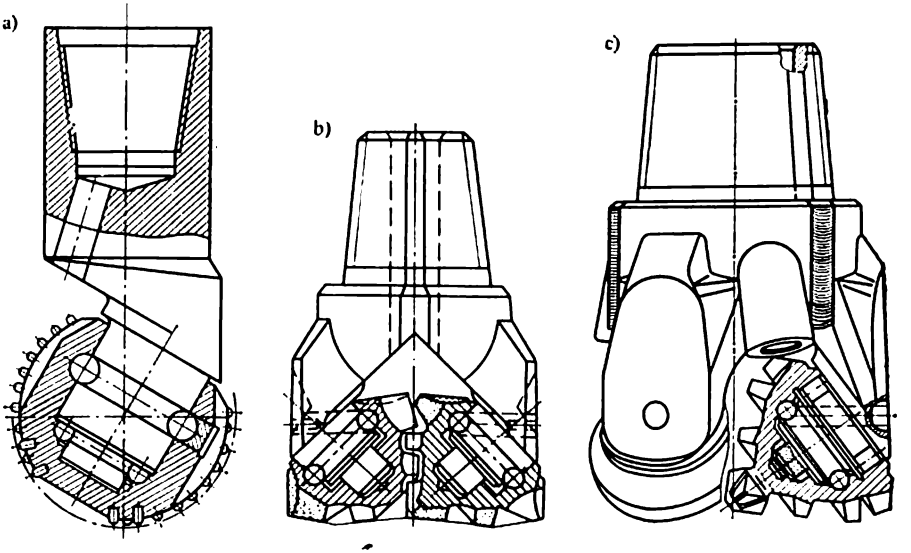


Fig. IV.3. Outils à molettes

n'ont qu'un seul palier lisse, alors que les autres sont des roulements (à billes, à rouleaux), on les désigne par la lettre H.

Pour le forage rotary, lorsque le trépan tourne à la vitesse de 40 ou 60 tr/mn, on utilise les tricônes à jet à butées lisses et baignant dans l'huile (série ГАУ).

Dans la méthode au rotary les moteurs d'attaque à faible vitesse (moteurs hélicoïdaux, turboforeuses à réducteur et à sections multiples, électroforeuses) dont la vitesse s'échelonne de 60 à 250 tr/mn, les tricônes employés sont des séries ГНУ et ГН.

Lorsque le forage est assuré par des moteurs d'attaque à grande vitesse, supérieure à 250 tr/mn, ce sont les séries ГН, ГВ, ЦВ qui sont employés.

Pour le forage à l'air et au gaz les trépans utilisés sont des séries ПВ, ПГВ.

Tableau 17

Trépans à molettes et domaines de leur application

Type	Domaine d'application	Eléments actifs de l'outil
M	Terrains tendres	Dents fraisées rapportées
M3	Terrains tendres abrasifs	Dents rapportées
MC	Terrains tendres à intercalations de dureté moyenne	Dents fraisées
MC3	Terrains tendres abrasifs à intercalations de dureté moyenne	Une partie des dents fraisées, l'autre, rapportée
C	Terrains de dureté moyenne	Dents fraisées
C3	Terrains abrasifs de dureté moyenne	Dents rapportées
CT	Terrains de dureté moyenne à intercalaires durs	Dents fraisées
T	Terrains durs	Dents fraisées
T3	Terrains durs abrasifs	Dents rapportées
TK	Terrains durs à intercalaires tenaces	Dents en partie fraisées, en partie rapportées
TK3	Terrains durs abrasifs à intercalaires tenaces	Dents rapportées
K	Terrains tenaces	Dents rapportées
OK	Terrains très tenaces	Dents rapportées

OUTILS A MOLETTES A EFFET FRAGMENTANT ET CISAILLANT

A ce type d'outils on rapporte les trépans à une molette sphérique, ainsi que les bicônes, tricônes et outils à cônes multiples.

La désagrégation de la roche par les dents de ces outils est réalisée en portant lors de la rotation des coups à la roche, alors que la roche est cisaillée lorsque les dents glissent par rapport au plan de la taille. Le glissement s'obtient en déplaçant d'une certaine grandeur (S) l'axe des tourillons par rapport à l'axe de l'outil (fig. IV.4). Plus ce décalage est grand, plus l'effet de glissement des dents est important. Les axes des tourillons sont déplacés dans le sens de rotation de l'outil. Les types des outils à effet fragmentant et cisaillant sont notés M ; M3 ; MC ; M3C ; C et C3. Le glissement des trépans du type M est maximal, il est minimal pour le type C.

Les *trépans du type M* sont utilisés pour le forage des terrains tendres plastiques peu abrasifs, ainsi que des argiloschistes, des grès poreux, des marnes, des calcaires, etc. Les dents de ces trépans sont fraisées, ont de grands longueurs, hauteurs et pas, alors que l'angle du tranchant des dents est, à l'inverse, peu grand.

Les *trépans du type M3* s'emploient pour le forage dans des terrains plastiques abrasifs où l'usure des dents est intense. Aussi les dents rapportées des outils de ce type se font-elles en alliage dur et à partie active cunéiforme.

Le *type MC* est établi pour des terrains tendres peu abrasifs à intercalations de dureté moyenne (argiloschistes, marnes argileuses, argiloschistes poreux, sel gemme, dépôts de craie, calcaires, etc.). Le désaxage des tourillons est plus petit que pour les outils du type M.

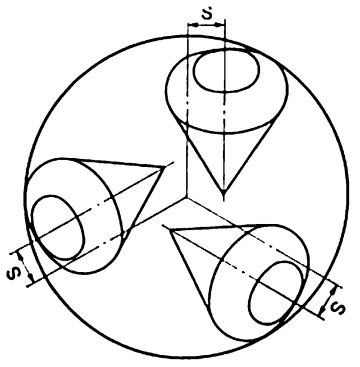


Fig. IV.4. Déplacement des axes des molettes

La construction des *trépans du type M3C* est analogue à celle des MC, mais les dents fraisées de la rangée périphérique sont remplacées par des dents rapportées en alliage dur à partie active cunéiforme.

Le *type* C des outils est prévu pour le forage dans des terrains peu abrasifs de dureté moyenne (argiloschistes gréseux et argilites très poreuses, aleurolites quartzeux à ciment argileux basal et poreux, calcaires poreux organogènes et organogènes-détritiques, pélitomorphes, dolomies pélitomorphes, gypses denses, etc.). Les dents des molettes sont plus courtes que dans le cas de M et MC, et les angles d'affûtage plus grands. Le décalage des tourillons est le même que pour MC.

Les *outils du type C3* s'emploient pour forer des puits dans des roches abrasives de dureté moyenne. Les dents de leurs molettes sont en alliage dur à surface active cunéiforme.

TRÉPANS A MOLETTES A EFFET FRAGMENTANT

Leurs tourillons ne sont pas déplacés par rapport à l'axe de l'outil ; il en résulte que les dents des molettes ne glissent pas (théoriquement) sur la roche et on n'observe pas l'effet de cisaillement. Aux outils de ce groupe on rapporte les types CT, T, T3, TK, TK3, K et OK. Leurs molettes peuvent être à un, deux et trois cônes.

Le *type CT* s'emploie pour le forage des roches de dureté moyenne avec des intercalations dures (aleurolites quartzeux à ciment argileux et carbonaté poreux, grès quartzeux à ciment de contact, calcaires, dolomies, schistes cristallins, etc.). Ses molettes sont à un, deux ou trois cônes, aux dents plus petites que celles du type C, alors que les angles d'affûtage sont plus grands.

Avec le *type T* on fore les terrains durs peu abrasifs (argiloschistes opales, aleurolites quartzeux, grès quartzeux à ciment de contact, calcaires à grains fins, dolomies à intercalaires de gypse et d'argile, anhydrites, etc.). Les trépans de ce type sont munis essentiellement de molettes bi- et tricônes, leurs dents ont de grands angles de tranchant.

Les *outils du type T3* se distinguent du type T par les molettes à dents rapportées en alliage dur, à partie active cunéiforme.

Les *trépans TK* sont prévus pour le travail des terrains durs rocheux à intercalaires de roches tenaces (grès quartzeux denses, intercalaires des roches pétrifiées, dolomies denses, schistes siliceux). Les couronnes des molettes périphériques de ce type ont des dents rapportées en alliage dur à partie active demi-sphérique, les dents des autres couronnes étant fraisées.

Le *type TK3* se distingue de TK par les dents qui tous sont en alliage dur à surface active cunéiforme.

Les *outils du type K* sont utilisés dans le cas des roches abrasives les plus dures (pétrifiées et siliceuses, calcaires à grains fins, dolomies, quartzites, pyrites, etc.). Leurs molettes à cône unique ont des dents en alliage dur à surface active demi-sphérique.

Les *trépans OK* sont prévus pour des terrains très tenaces et fort abrasifs, surtout dans l'industrie minière ; leurs dents en alliage dur ont une forme demi-sphérique.

Trépans au diamant pour le forage à plein diamètre

Les outils au diamant naturel et artificiel dont la tâche est d'attaquer les terrains par microcoupe s'emploient pour le travail

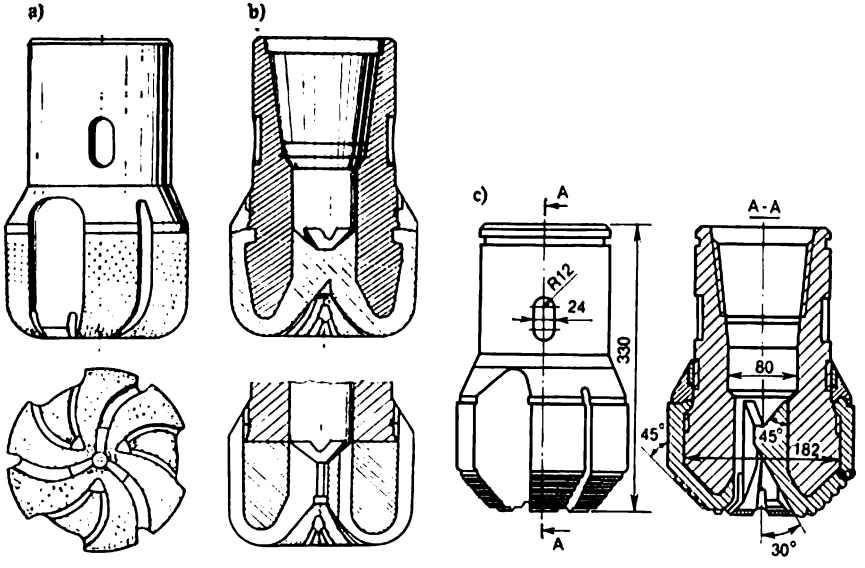


Fig. IV.5. Outils diamantés

à de grandes profondeurs (2500 à 3000 m). Ces outils servent pour forer les terrains à abrasivité faible ou moyenne, à dureté moyenne,

et durs (calcaires, argilites, argiles denses, grès argileux, marnes, dolomies, anhydrites, schistes, etc.), où l'avancement par outil est de 5 à 15 m.

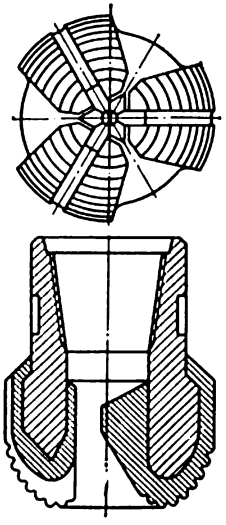


Fig. IV.6. Outil diamanté imprégné

Les outils diamantés sont sortis de 140, 159, 188, 212, 241 et 267 mm de diamètre sous deux modifications:

1) à couche unique et grains de diamants répartis dans la partie superficielle: trépans radiaux ДР (fig. IV.5, *a*); à gradins ДТ (fig. IV.5, *b*); à gradins et bossages toroïdaux ДК (fig. IV.5, *c*);

2) impreignés, à répartition uniforme de grains fins de diamant dans la matrice à la profondeur de 5 à 6 mm, à bossages toroïdaux ДИ (fig. IV.6).

Pour la fabrication des trépans et des têtes de forage on emploie des diamants à grains variant de 0,001 à 0,34 carats (de 1000 à 3 grains par carat) *. Les régimes de travail avec les outils diamantés sont consignés sur le tableau 18.

Tableau 18

Régimes de forage avec des trépans au diamant

Diamètre de l'outil, mm	Charge axiale maximale, kN	Débit du fluide de forage, l/s	Diamètre de l'outil, mm	Charge axiale maximale, kN	Débit du fluide de forage, s
140	60	10-18	212	100	26-40
159	70	14-22	241	110	30-45
188	90	20-30	267	120	30-50

§ 4. Carottiers

Pour obtenir des échantillons des roches (les carottes) sous leur forme naturelle, on emploie des outils spéciaux (fig. IV.7). Indépendamment de leur construction ils se composent de corps *4*, de fraise *1* désagrégeant la roche autour de la carotte *2*; de tube intérieur *3*

* Un carat est l'unité de masse employée pour la mesure des pierres précieuses et des perles : 1 carat = $2 \cdot 10^{-4}$ kg.

pour conserver et extraire la carotte, munie de soupape *5*, et de l'anneau de retenue, inférieur *6*.

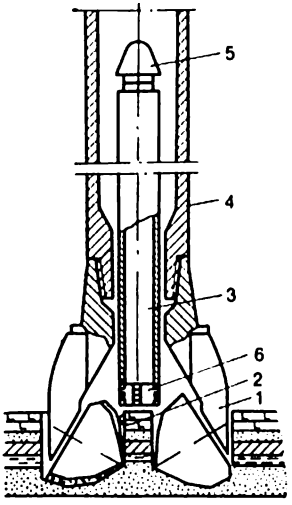


Fig. IV.7. Schéma de carottage

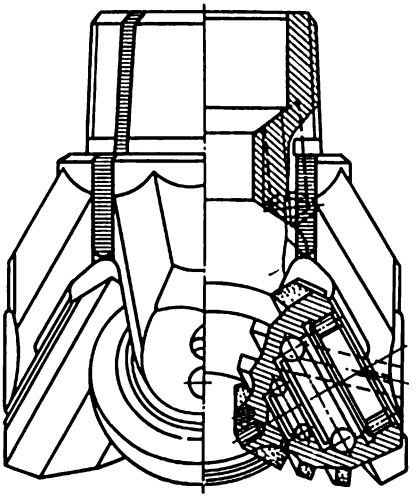


Fig. IV.8. Fraise de carottage à quatre molettes

La fraise de carottage à quatre molettes est représentée sur la figure IV.8.

Pour maintenir la carotte dans le tube intérieur, on utilise les anneaux de retenue du type à douille de serrage et à levier. Pour

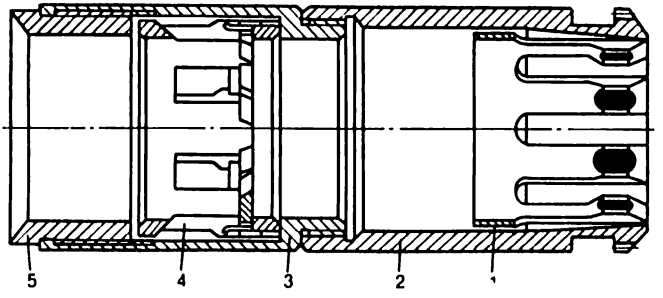


Fig. IV.9. Agencement du carottier:
1 — anneau de retenue (inférieur à douille); *2* — tube intérieur; *3* — sabot; *4* — anneau de retenue supérieur à levier; *5* — butée

assurer un bon serrage de la carotte on recourt généralement aux deux types d'anneaux (fig. IV.9).

Dans le forage à la turbine les carottes sont prélevées aussi bien par des turboforeuses spéciales (tubes carottiers), que par des outils ou carottiers usuels fixés ordinairement à l'arbre des turboforeuses usuelles.

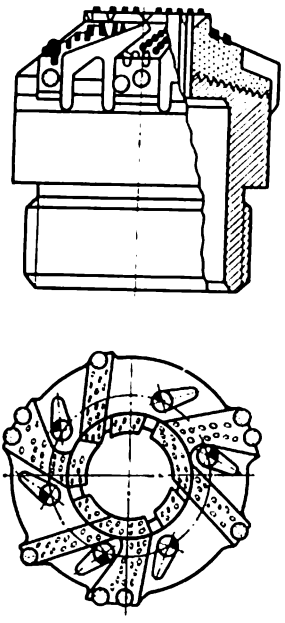


Fig. IV.10. Têtes de forage pastillées de carbure

Pour les terrains tendres et à dureté moyenne on emploie des têtes de forage en alliage dur (fig. IV.10) et à trois lames. Le prélèvement des carottes à de grandes profondeurs dans des terrains peu abrasifs mais durs et tenaces se fait également avec des fraises diamantées.

§ 5. Outils spéciaux

On rapporte aux trépans de destination spéciale les outils à dard et excentriques.

Les *outils à dard* (fig. IV.11) s'emploient pour le forage des bouchons de cimentation dans les tubages et les trous ouverts lors du forage d'un trou non consolidé par le tubage, ainsi que pour certains autres travaux de dépannage. Les trépans à dard sont toujours à deux lames. La partie de ces outils assurant le calibrage ne comporte pas d'éléments rapportés en alliage dur pour ne pas endommager les tiges du tubage.

Les *trépans excentriques* (fig. IV.12), très rares aujourd'hui, sont utilisés pour réaliser l'attaque d'un trou, pour forer des diamètres plus grands que ceux des autres tronçons du trou et pour enfoncer dans les parois du trou les objets métalliques qui se trouvent au fond. Les trépans excentriques se font d'après le type des trépans à dard et à deux lames.

§ 6. Calibreurs, centreurs, stabiliseurs, aléseurs

On appelle *calibreur* l'élément de l'agencement de la partie inférieure du train de sonde placé au-dessus de l'outil et prévu pour calibrer le trou et rendre le fonctionnement du trépan plus stable.

Cet outil peut être à lames et à molettes, à lames étant le plus simple quant à sa construction (fig. IV.13, *a*). Ses trois lames *2* sont exécutées solidaires avec le corps *1*. La surface des lames est

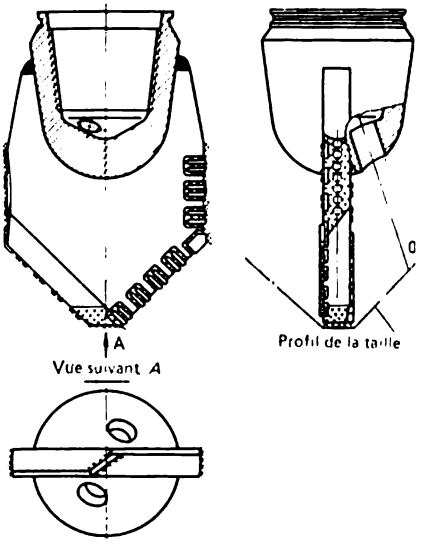


Fig. IV.11.Trépan à dard du type ПР

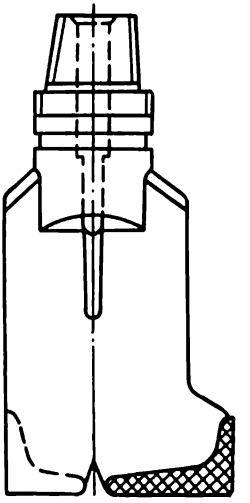


Fig. IV.12. Outil excentrique

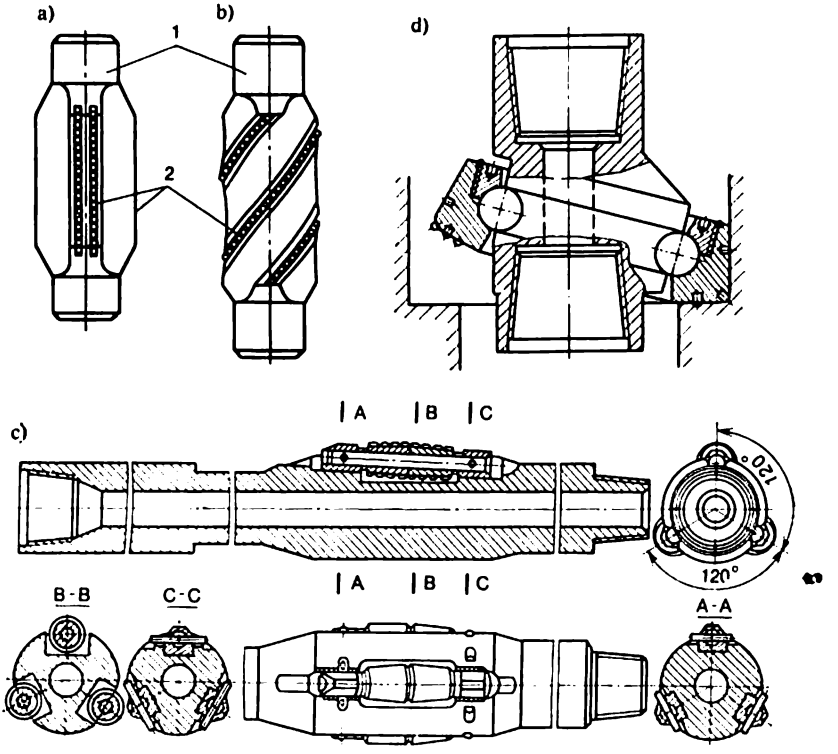


Fig. IV.13. Calibreurs

renforcée par des goujons en alliage dur. On utilise également des calibreurs spiralés (fig. IV.13, *b*) composés de corps *1* et de lames *2* soudées et renforcées d'alliage dur.

Les calibreurs à molettes se font avec des rouleaux dentés répartis suivant la verticale ou oblique (à gauche et à droite). La disposition des molettes dans le calibreur à trois rouleaux (fig. IV.13, *c*) est verticale ; il arrive souvent que par erreur on l'appelle dans la littérature aléseur.

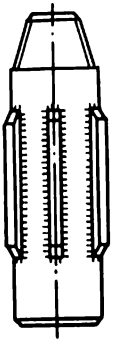


Fig. IV.14. Centreur à lames

Pour le forage des trous dans des terrains durs on emploie assez souvent le calibreur-aléseur (fig. IV.13, *d*).

Le *centreur* est l'élément de l'agencement de la partie inférieure du train de sonde qui assume la tâche de son centrage (la coaxialité du trou avec cette partie inférieure). Les centreurs peuvent être aussi bien à lames qu'à molettes. En U.R.S.S., on utilise surtout les outils à lames (fig. IV.14) qui se composent de corps, de lames logées dans les rainures du corps et soudées. Les lames sont consolidées soit par un alliage dur, soit par des goujons en cet alliage.

La destination du *stabiliseur* (fig. IV.15) est la même que celle du centreur. Comme stabiliseurs on utilise des volants (fig. IV.15, *a*), des masses-tiges de section carrée (fig. IV.15, *b*), des masses-tiges

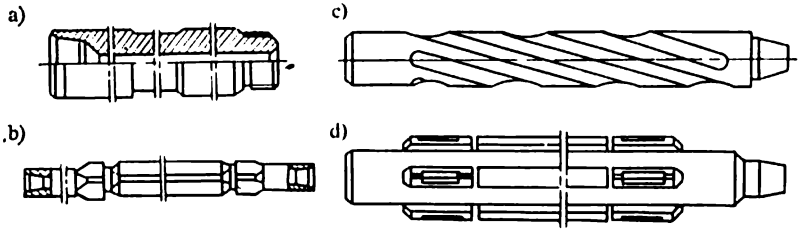


Fig. IV.15. Stabiliseurs

à rainures spiralées ou à plats spiralés (fig. IV.15, *c*) et des masses-tiges en forme de croix (fig. IV.15, *d*).

Dans la pratique des pays occidentaux, les calibreurs et les centreurs sont également rapportés aux stabiliseurs, alors que les masses-tiges à sections de différentes formes ne sont pas envisagés comme stabiliseurs et sont utilisés pour d'autres tâches.

Ces derniers temps on recourt de plus en plus aux *dispositifs de stabilisation montés au-dessus du trépan*, qui peuvent être tubulaires, à disques et à tiges (fig. IV.16).

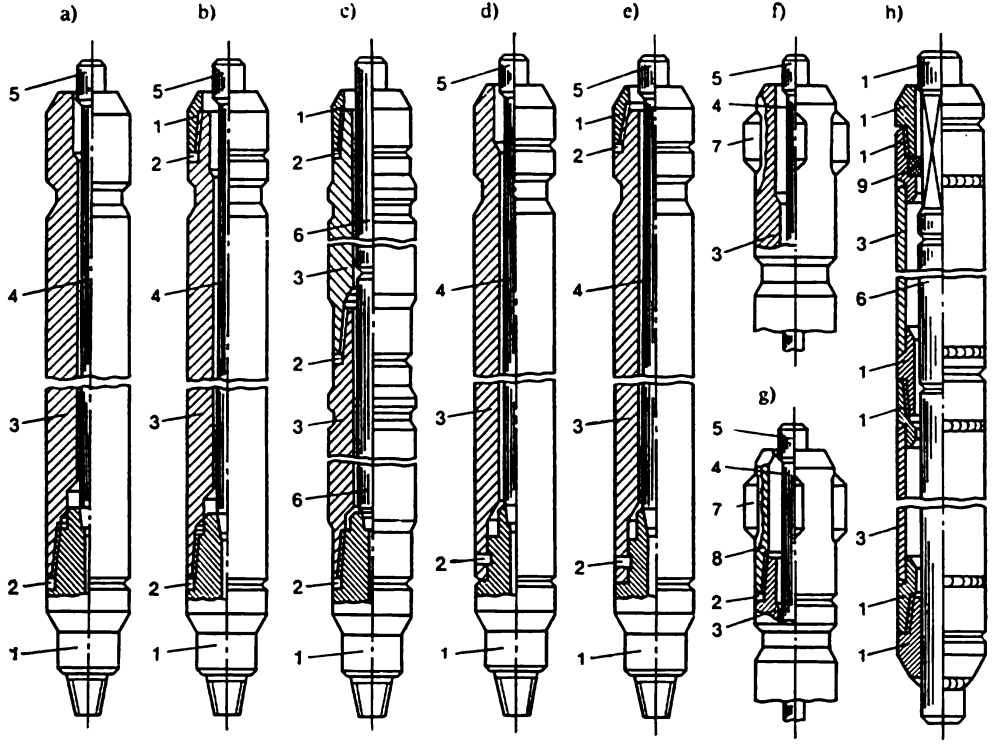


Fig. IV.16. Dispositifs de stabilisation au-dessus du trépan:
1 — raccord de réduction; *2* — goupille; *3* — corps; *4* — tige de forage; *5* — tool-joint; *6* — masse-tige; *7* — lames; *8* — centreur; *9* — coins

Les calibreurs, centreurs, stabiliseurs et dispositifs de stabilisation au-dessus du trépan font partie de la partie inférieure du train de sonde aussi bien dans le forage rotary que dans le turboforage pour prévenir et lutter contre l'incurvation du puits, ainsi que pour stabiliser sa direction dans l'espace.

L'*aléseur* est un outil aux éléments d'attaque escamotables (lames et molettes) qui permettent d'augmenter le diamètre du trou dans tout l'intervalle au-dessus du sabot du tubage.

§ 7. Indices techniques et économiques du service des trépans

Les indices du service des outils interviennent décisivement sur la vitesse de forage dans son ensemble et le prix de revient de 1 m d'avancement, en particulier. Ceci est dû au fait que le puits est réalisé en désagrégeant la roche au trépan, les autres opérations (cuvelage, remplacement du trépan, recherches géophysiques, etc.) tout en étant techniquement nécessaires, ralentissent l'avancement et augmentent le prix de revient de 1 m passé.

Dans le forage des puits de pétrole et de gaz le travail des trépans est déterminé par les indices suivants:

1) avancement h en mètres forés depuis le début du travail au fond d'un nouveau trépan jusqu'à sa remontée par suite de son usure, c'est-à-dire pendant sa passe (en mètres);

b) vitesse mécanique $v_{méc}$ de l'avancement en mètres franchis par le trépan au fond en 1 h de travail (mètres par heure);

c) vitesse de passe v_p mesurée par le quotient du nombre h de mètres franchis par le trépan en une passe par la somme du temps de forage mécanique t et du temps $t_{d.\ rem}$ absorbé par la manœuvre remontée et descente du trépan (mètres par heure). On en tire que

$$v_{méc} = h/t; \quad v_p = h/(t + t_{d.\ rem}).$$

L'analyse du travail des trépans pour sélectionner les types les plus efficaces, ainsi que l'étude de l'expérience des équipes les plus avancées, doivent se faire non seulement d'après les indices isolés (h, $v_{méc}$, t, v_p), mais aussi d'après les paramètres du programme de forage, qui ont permis d'enregistrer ces résultats. L'outil est livré au chantier avec un livret matricule. Après son usure, le maître-sondeur porte sur ce livret les données relatives aux indices de service du trépan et les paramètres du programme de forage. De plus, le maître-sondeur porte sur son rapport quotidien les renseignements sur le travail courant de l'outil.

§ 8. Train de sonde

Le train de sonde associe le trépan engagé dans le puits à l'équipement du jour et remplit plusieurs fonctions: descente et remontée de l'outil et d'autres outillages; sert de canal par lequel le fluide de forage est refoulé par les pompes jusqu'à l'outil; une partie de son poids transmet la charge axiale au trépan; assure la rotation de l'outil; sert pour le dépannage dans le cas d'accident au cours du forage. On comprend donc sans peine toute son importance pour le forage. Ceci fait qu'on porte une attention particulière à son agencement, aux questions de sa sécurité, résistance, stabilité.

Un train de sonde se compose d'éléments suivants: tige d'entraînement (carrée), tiges à tool-joints, masses-tiges, ainsi que des raccords, des centreurs, des stabiliseurs et des aléseurs.

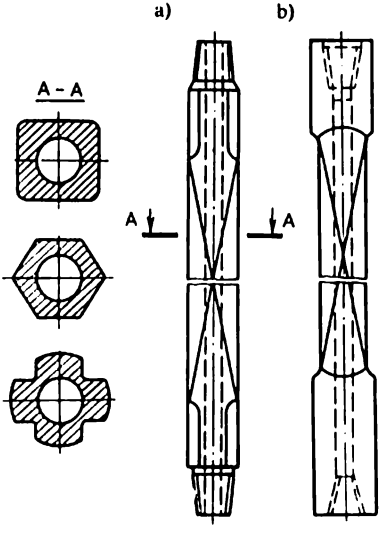


Fig. IV.17. Tiges d'entraînement

Tige d'entraînement

C'est un tube à parois épaisses, à section carrée, hexagonale ou en croix (fig. IV.17).

Les tiges d'entraînement peuvent être aux extrémités filetées (fig. IV.17, *a*) ou à refoulement extérieur (fig. IV.17, *b*). Ces dernières sont plus sûres et plus durables.

Une tige d'entraînement filetée se compose de tube propre, de filetage à gauche supérieur du type tool-joint pour l'accoupler à la tête d'injection, et de filetage à droite inférieur du type tool-joint, pour l'accoupler au tool-joint et aux tiges de forage.

Les aciers employés pour la fabrication des tiges d'entraînement appartiennent aux grades Д et К; les tool-joints se font en aciers au chrome-nickel à section carrée de côté de 112^{+5}_{-1}; 140 ± 2; 155^{+2}_{-3} mm.

Tiges de forage

Voici leurs propriétés mécaniques en fonction des grades d'acier

Grade de l'acier	Д	К	Е	Л	М
Charge de rupture à la traction, MPa	650	700	750	800	900
Limite d'écoulement, MPa	380	500	550	650	750

Les *tiges de forage aux extrémités refoulées intérieurement* avec leurs manchons de raccordement ou tool-joints (fig. IV.18, *a*), ainsi qu'*aux extrémités refoulées extérieurement* (fig. IV.18, *b*) se font de huit dimensions (d'après le diamètre extérieur) : 60,3 ; 73 ; 89 ; 101,6 ; 114,3 ; 127 ; 139,7 et 168,3 mm, à parois d'épaisseur allant de 7 à 11 mm. Pour l'assemblage des tubes entre eux les extrémités

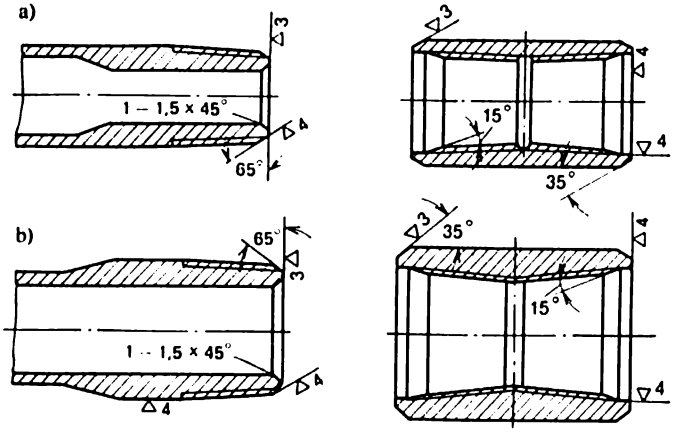


Fig. IV.18. Tiges de forage

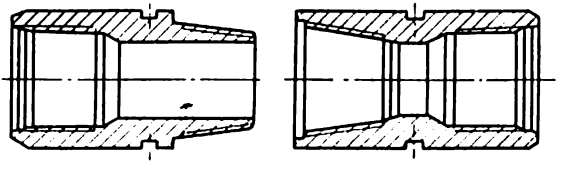


Fig. IV.19. Tool-joints

refoulées sont filetées mâle ou femelle ; sur ces filets viennent se visser les parties femelle ou mâle du joint. Les tiges courtes sont assemblées entre elles par des tool-joints.

Les tool-joints (fig. IV.19) assurant le raccord des tiges peuvent avoir une section de passage régulière (ЗII), entière (ЗIII) et accrue (ЗУ).

Les *tiges de forage aux extrémités à tool-joints soudés* se distinguent des tiges à tool-joints assemblés par l'accouplement qui au lieu d'être assuré par un filetage l'est par le soudage. Les tool-joints sont alors fixés aux tiges au soudage parrésistance.

Les *masses-tiges* ou *maîtresses tiges* sont prévues pour augmenter la rigidité de la partie inférieure du train de sonde qui assure la charge subie par le trépan en cours de forage.

Les masses-tiges (fig. IV.20, tableau 19) se font de deux types: lisses sur toute la longueur et à gorge conique pour assurer un meilleur serrage sur les coins. Par ailleurs, une extrémité de certaines masses-tiges est filetée femelle et l'autre mâle (tiges intermédiaires).

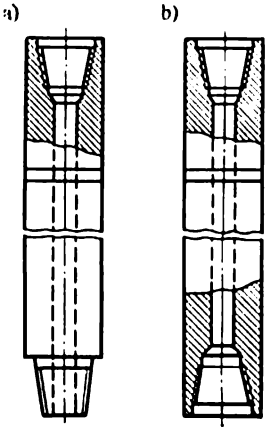
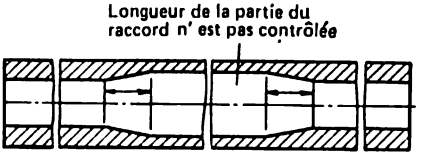


Fig. IV.20. Masses-tiges: *a* — intermédiaires; *b* — au-dessus du trépan

Fig. IV.21. Tige de forage en alliage léger (ébauche pour taillage du filet)



D'autres masses-tiges présentent un filetage femelle aux deux extrémités (tiges accouplées au trépan). Les aciers employés pour la fabrication des masses-tiges sont des grades Д et К.

Tableau 19

Diamètre extérieur de la masse-tige, mm	Diamètre intérieur, mm	Masse de la tige, kg
146±4	75	97
178±3	80	156
203^{+3}_{-2}	100	192

Les plus parfaites sont les masses-tiges équilibrées qui en rotation ne produisent pas de faux-rond et dont les filets sont d'une résistance accrue.

Les *tiges de forage en alliages légers* (fig. IV.21) se font en duralumin Д16 (alliage Al-Cu-Mg). Après le taillage du filet, ces tiges reçoivent par vissage les tool-joints allégés ЗЛ. Au diamètre des tiges en alliages légers correspond une paroi d'épaisseur définie:

Diamètre de la tige en alliage léger, mm	147	129	114	93	73
Epaisseur de la paroi, mm	9	11	10	9	9

§ 9. Eléments du train de sonde

Les *raccords de réduction* s'emploient lorsqu'il faut accoupler des parties d'un train de sonde ou à y fixer des outils à filet différent

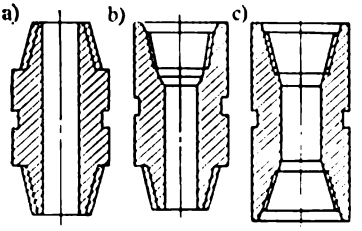


Fig. IV.22. Raccords de réduction
a — mâle-mâle ; *b* — mâle-femelle ; *c* — femelle-femelle

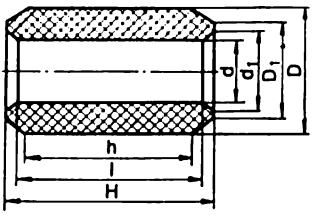


Fig. IV.23. Protecteur de tige en caoutchouc

suivant le type et la dimension. Ils se font de trois types en acier au chrome-nickel ou au chrome : à filetage mâle-mâle (ПН) (fig. IV.22, *a*), à filetage mâle-femelle ПП (fig. IV.22, *b*) et à filetage femelle-femelle ПМ (fig. IV.22, *c*). Leur filetage peut être à droite et à gauche.

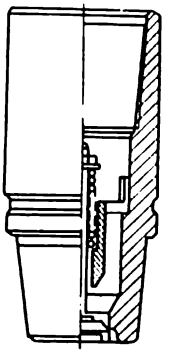


Fig. IV.24. Clapet de retenue

Les raccords à filetage femelle-femelle sont fabriqués avec un trou de passage accru, et ceux à filetage mâle-mâle ou mâle-femelle, avec un trou de passage normal, accru et large.

Les *protecteurs* (fig. IV.23) servent à éliminer les endommagements éventuels du tubage par les tool-joints du train de sonde, ainsi que des tool-joints eux-mêmes dus à l'usure. Ils se font sous la forme de bagues démontables ou monoblocs.

Les clapets de retenue sont prévus pour interdire l'éjection du fluide par le train de sonde. Ces clapets (fig. IV.24) se font pour les tool-joints de tous les types (à trou de passage normal, accru et large).

§ 10. Calcul à la résistance du train de sonde

En s'avançant dans un puits, le train de sonde subit des charges statiques et dynamiques d'allure et de valeur différentes.

Dans le forage des puits par moteurs d'attaque (turboforeuses, électroforeuses, moteurs volumétriques), le train de sonde subit la

traction axiale sous l'action du poids propre de la colonne et de la différence de pression dans le moteur d'attaque ou le trépan ; la compression axiale produite par le poids d'une partie de la colonne ; le couple assurant la rotation périodique de la colonne, etc.

Dans le forage rotary, en plus des charges mentionnées, le train de sonde est sollicité par le moment fléchissant produit par les forces centrifuges de la rotation de la colonne ; le couple moteur entraînant la colonne en rotation continue pour transmettre l'énergie au trépan attaquant le terrain, etc.

Quel que soit le mode de forage, les charges axiales provoquent des contraintes de compression et de traction. Les contraintes de compression sont maximales au fond, et les contraintes de traction, à la tête du puits. Le couple moteur produit des contraintes tangentielles qui augmentent dans le train de sonde dans le sens du fond vers la tête du puits.

Les contraintes fléchissantes sont variables et dépendent de la valeur de la charge axiale, de la vitesse de rotation de la colonne, du diamètre des tubes et du puits, de la courbure de la sonde, etc.

Une particularité importante du service du train de sonde est son incurvation sous l'action des charges. L'axe sollicité de la colonne prend la forme d'une spirale spatiale de pas minimal au fond et maximal à la tête du puits. Ceci donne lieu à l'incurvation de l'axe des puits verticaux et leur déviation par rapport au profil imposé par le forage dirigé. Ainsi, pour parer à l'incurvation de la partie inférieure de la colonne prend-on des mesures spéciales, y compris l'intercalation des masses-tiges, des centreurs, des stabiliseurs.

Calcul des trains de sonde pour le forage aux moteurs d'attaque

Pour simplifier le calcul, on néglige les contraintes tangentielles qui sont très petites.

La profondeur admissible l de la descente d'un train de sonde composé de tiges de même diamètre, épaisseur des parois et matériau, compte tenu des pertes de poids dans la boue, se calcule d après la formule

$$l = \frac{Q_t - (l_0 q_0 + G)\left(1 - \frac{\rho_b}{\rho}\right) - F_p (p_d + p_0)}{q\left(1 - \frac{\rho_b}{\rho}\right)} + l_0, \qquad \text{(IV.1)}$$

où Q_t est la charge admissible à la traction qui pour le corps de la tige vaut $Q_t = F\,[\sigma]$, MN ; $[\sigma]$, la contrainte admissible du métal de la tige, MPa ; l_0, la longueur des masses-tiges, m ; q_0, le poids de 1 m de masse-tige, MN ; G, le poids du moteur d'attaque et du trépan, MN ; $(1 - \rho_b/\rho)$, le facteur qui rend compte de la perte de

poids des tiges dans la boue ; ρ_b, la densité de la boue, g/cm³ ; ρ, la densité du métal de la tige, g/cm³ ; F_p, l'aire du trou de passage de la tige, cm² ; $p_d + p_0$, la différence de pression de la boue dans le moteur d'attaque (p_d) et le trépan (p_0), MPa ; q, le poids de 1 m de la tige de forage, compte tenu du poids des extrémités refoulées et des tool-joints, MN.

Pour un train de tiges composé de deux « longueurs » chacune constituée de tiges à parois de différente épaisseur ou de tiges en aciers de grades différents, la longueur l_1 (m) de la « longueur » inférieure est donnée par la formule

$$l_1 = \frac{Q_t' - (l_0 q_0 + G)\left(1 - \frac{\rho_b}{\rho}\right) - F_p (p_d + p_0)}{q_1 \left(1 - \frac{\rho_b}{\rho}\right)} + l_0, \qquad \text{(IV.2)}$$

et la longueur l_2 de la « longueur » supérieure (m), par

$$l_2 = \frac{Q_t'' - Q_t'}{q_2 \left(1 - \frac{\rho_b}{\rho}\right)}, \qquad \text{(IV.3)}$$

où Q_t' et Q_t'' sont les charges admissibles à la traction des tiges de la première et de la deuxième « longueurs » respectivement, MPa ; q_1 et q_2, le poids de 1 m des tiges de la première et de la deuxième « longueurs », compte tenu des refoulements des extrémités et des tool-joints, MN.

Le coefficient de sécurité retenu est de 1,3, et pour des conditions compliquées, 1,4 (sans tenir compte des pertes de poids dans la boue).

Calcul de la colonne de tiges pour le forage rotary

Une colonne de tiges se calcule à la résistance statique et à l'endurance.

Calcul à la résistance statique. Les plus grandes charges statiques sont appliquées à la colonne au droit de la tête du puits. Le tronçon voisin de la tête se calcule en partant de l'action simultanée des contraintes maximales normales σ et tangentielles τ. Il faut alors observer la condition de résistance suivante :

$$\sqrt{\sigma_t^2 + 4\tau^2} \leqslant [\sigma], \qquad \text{(IV.4)}$$

où σ_t est la contrainte de traction, MPa ; $[\sigma]$, la contrainte réduite, MPa.

A. Pour le train de sonde suspendu et en l'absence de la circulation du fluide de forage :

$$\sigma_t = 0{,}1 \frac{[(l - l_0)\, q + l_0 q_0 + G]\,(1 - \rho_b/\rho)}{F}. \qquad \text{(IV.5)}$$

B. Pour la colonne, la circulation de la boue étant engagée,

$$\sigma_t = \frac{0{,}1\,[(l-l_0)\,q + l_0 q_0 + G]\,(1-\rho_b/\rho) + F\cdot p_0)}{F}, \qquad \text{(IV.6)}$$

où F est l'aire de la section de la tige, cm².

Pour les tubes en acier la contrainte de traction (MPa) peut être évaluée approximativement par la formule:

$$\sigma_b = 0{,}115\,\frac{(\rho-\rho_b)\,l}{10}. \qquad \text{(IV.7)}$$

La contrainte tangentielle τ (MPa) se calcule d'après l'expression

$$\tau = 716{,}2\cdot\frac{N}{nW_{\text{rés}}}, \qquad \text{(IV.8)}$$

où N est la puissance absorbée par la rotation de la colonne, kW; n, la vitesse de la colonne, tr/mn ; $W_{\text{rés}}$ le moment de résistance polaire de la section droite du tube, cm³;

$$N = N_v + N_t; \qquad \text{(IV.9)}$$

N_v est la puissance absorbée par la rotation à vide, kW; N_t, la puissance absorbée pour surmonter la résistance du terrain au fonctionnement du trépan (tabl. 20), kW.

Tableau 20

Diamètre du trépan, mm	Puissance N_t en kW pour la vitesse de la table de rotation, tr/mn							Charge axiale sur le trépan, kN
	68	92	118	168	220	296	420	
394	32	—	48	—	70	—	—	140
346	14	28	42	56	—	—	—	90-100
346	28	56	80	—	—	—	—	120-140
346	—	60	70	84	—	160	210	150
295	—	—	—	—	42	—	78	90
295	—	—	—	—	60	—	110	120
295	—	—	—	—	70	—	—	130
295	—	—	—	—	84	84	108	140-160
269	—	12	—	—	—	—	—	100
269	—	17	—	—	—	—	—	150
269	—	21	28	—	—	—	—	175
243	—	10	15	20	25	—	—	70-80
140	2	—	—	—	—	—	—	55

La quantité N_v est donnée par la formule de V. Fedorov:

$$N_v = c\rho_b d^2 \ln^{1,7}, \qquad \text{(IV.10)}$$

où c est le coefficient défini par la déviation du trou ; d, le diamètre extérieur de la tige, m ; l, la longueur de la colonne, m ; n, la vitesse de la colonne, tr/mn.

Angle de déviation du trou, degrés	3-5	6-9	10-12 à 16	18-25
c	$22{,}6\cdot10^{-5}$ à $28{,}8\cdot10^{-5}$	$30{,}8\cdot10^{-5}$ à $34{,}3\cdot10^{-5}$	$35{,}2\cdot10^{-5}$ à $40{,}3\cdot10^{-5}$	$41{,}5\cdot10^{-5}$ à $46{,}6\cdot10^{-5}$

Note. La limite inférieure de c se rapporte à l'angle de déviation minimal, et la limite supérieure, à l'angle maximal.

Dans les conditions de forage ordinaires le coefficient de sécurité par rapport à la contrainte de traction vaut 1,4, et dans des cas compliqués, 1,5 (sans prendre en considération la perte de poids dans la boue).

Le *calcul à l'endurance* se fait pour la partie inférieure du train de sonde se trouvant directement au-dessus de la masse-tige. La charge subie par le trépan est due seulement au poids de la masse-tige ; on peut admettre que cette partie de la sonde ne subit pas de charges axiales.

Calculons d'abord la longueur de la demi-onde L des tiges incurvées

$$L=\frac{10}{\omega}\sqrt{\frac{0{,}2I\omega^2}{10q}}, \qquad \text{(IV.11)}$$

où ω est la vitesse angulaire 1 tr/mn $= (1/30)\,\pi$ ($\pi = 3{,}14$) ; I, le moment d'inertie de la section de la tige, cm^4 ; q, le poids de 1 cm de la tige, N.

Ensuite, on établit la flèche f_1 de la tige (suivant la longueur de la demi-onde) :

$$f_1=\frac{1{,}1D-d_{t.j}}{2}, \qquad \text{(IV.12)}$$

où D est le diamètre du trépan, cm ; $d_{t.j}$, le diamètre du tool-joint, cm.

Les contraintes de flexion variables σ_a et σ_m engendrées par la rotation du train de sonde se calculent pour les tiges d'acier d'après les formules

$$\sigma_a=\frac{\pi^2 f_1 IE}{2L^2W}, \qquad \text{(IV.13)}$$

$$\sigma_m=2\sigma_a, \qquad \text{(IV.14)}$$

où $E = 2{,}1\cdot10^5$ MPa est le module d'élasticité de l'acier ; W, le moment de résistance polaire, cm^3.

Le coefficient de sécurité n est établi par l'expression

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_{tr}}{\sigma_a + \frac{\psi_\sigma}{(k_\sigma)} \sigma_m}, \qquad \text{(IV.15)}$$

où $(\sigma_{-1})_{tr}$ est la limite d'endurance de la tige (tableau 21); $(k_\sigma)_{tr} = \frac{(\sigma_{-1})}{(\sigma_{-1})_{tr}}$, le coefficient efficace de concentration des contraintes.

Tableau 21

Dimension type de l'accouplement ou de la tige	Limite d'écoulement, $\sigma_\acute{e}$, MPa	Limite d'endurance $(\sigma_{-1})_{tr}$, MPa
Tool-joint fileté normalisé en acier de grade D, 140 mm de diamètre	$\geqslant 380$	90
Idem, en acier de grade K	$\geqslant 500$	60
Idem, de grade E	$\geqslant 550$	85
Idem en acier de grade K, 114 mm de diamètre	$\geqslant 500$	50
Tiges à tool-joints soudés en bout à la partie refoulée, en acier de grade D, 146 mm de diamètre	$\geqslant 380$	100
Idem, en acier de grade K	$\geqslant 500$	70-90
Idem, de grade E	$\geqslant 550$	90
Tiges en alliage d'aluminium D16, 146 mm de diamètre	$\geqslant 330$	30

La valeur admissible de n ne doit pas être inférieure à 2. σ_{-1} dépend du matériau de la tige.

Grade de l'acier	Д	K	E	Alliage d'aluminium Д16
σ_{-1} dans l'atmosphère, MPa	310	390	390	80

Calcul du nombre de masses-tiges

Le trépan doit subir seulement la charge axiale due au poids de la masse-tige. La longueur de celle-ci se calcule de la façon suivante:

$$L = 1{,}25 \frac{P_{tr(max)}}{q_0}, \qquad \text{(IV.16)}$$

où $P_{tr\,(max)}$ est la charge maximale supportée par le trépan, kN; q_0, la masse de 1 m de la masse-tige, kN/m; 1,25, le coefficient de sécurité de la longueur de la masse-tige.

§ 11. Matériel auxiliaire

Anses. Elles servent à associer le crochet de levage et l'élévateur qui porte suspendu le train de sonde ou le tubage. Leur capacité de charge peut être de 50, 75, 100, 125, 150 et 250 t. D'après la construction les anses sont à un ou deux bras (fig. IV.25). Elles sont sorties laminées monobloc, forgées monobloc, et dans plusieurs cas soudées.

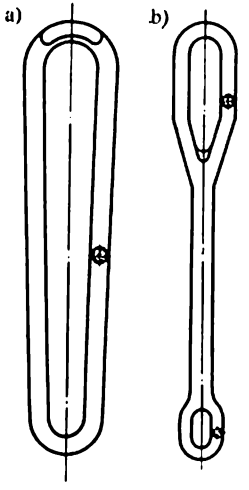


Fig. IV.25. Anses de suspension des élévateurs: *a* — à deux bras; *b* — à un bras

Un *élévateur* est prévu pour suspendre et maintenir la colonne du train de sonde ou le tubage pendant la manœuvre descente et remontée. Il est suspendu au crochet à l'aide des anses.

Les types et les capacités de charge des élévateurs sont différents, alors que leurs dimensions dépendent des diamètres des tiges et du tubage. Les plus usités sont les élévateurs de tubage (fig. IV.26). Ils se composent de trois éléments principaux : le corps *1*, la porte *2* et le loquet *5*. Le corps de l'élévateur est massif, forgé, comportant des ouvertures latérales, où viennent s'adapter les anses. La porte est également forgée, elle tourne sur son axe *6*, ce qui permet de l'ouvrir ou de la fermer. Le loquet sert pour parer au déblocage spontané de l'élévateur. Le ressort *4* maintient le loquet en position inférieure, le loquet étant bloqué par le cliquet *3*. Le loquet s'engage automatiquement dès que la porte vient en position de verrouillage de l'élévateur. Les oreilles du corps ont des trous où l'on engage les goujons *7* qui empêchent les anses de s'échapper spontanément des ouvertures latérales.

Les *coins de retenue des tiges et masses-tiges* s'emploient pour assurer leur suspension à la table de rotation. Les coins viennent s'adapter entre la tige et la surface conique des fourrures de la table de rotation (fig. IV.27). La surface de retenue est constituée par un grand nombre de peignes dentés, ce qui augmente l'aire de retenue et diminue la pression exercée sur la tige par le coin. Actuellement, on utilise largement les tables de tubage à coins automatiques intercalés dans la table de rotation à commande pneumatique. Les coins de ce type sont commandés à partir du poste du foreur. L'utilisation de ces tables accélère les opérations de manœuvre. Elles permettent également de visser les masses-tiges privées de gorges établies pour leur adaptation sur l'élévateur.

Pour la descente des tubages on emploie des spiders, tables de

tubing à coins, à corps massif indémontable supportant le poids de la colonne de tiges.

La *clé circulaire* (fig. IV.28) sert pour visser les tiges de forage lors de leur descente dans le puits. Elle a la forme d'une bobine et se compose de deux demi-bagues *3* articulées sur l'axe *4* et bloquées par le verrou *1*. L'une des demi-bagues porte en haut le crochet de fixation du câble, et l'autre, le dispositif d'amarrage de la clé sur

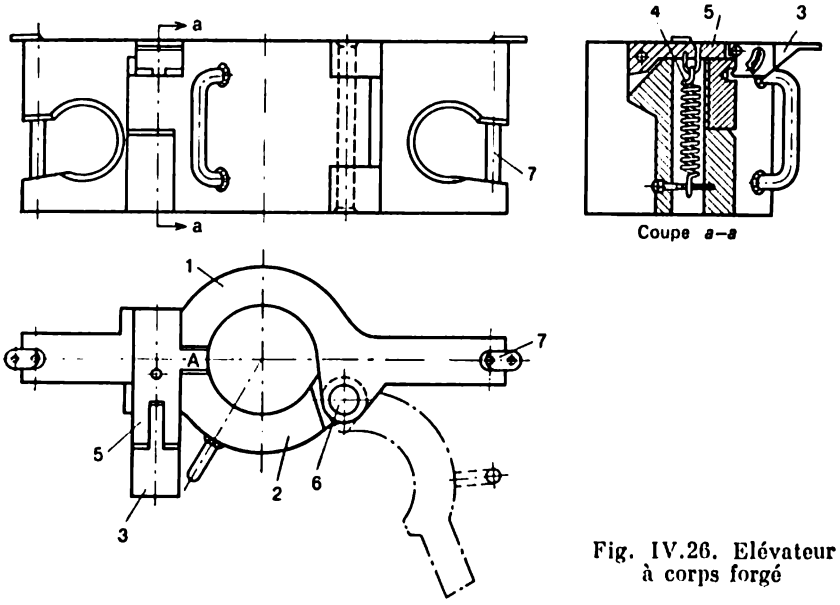


Fig. IV.26. Elévateur à corps forgé

le joint, composé du secteur denté *5* et de la poignée *6*. L'étrier *2* est prévu pour serrer la clé en la déplaçant du plancher vers le joint et dans le sens inverse.

A la surface de la bobine sont enroulés quelques spires de câble de 10 à 14 mm de diamètre muni d'une boucle à l'extrémité, posée sur le crochet. L'autre extrémité du câble est liée au câble de chanvre. La bobine du treuil en tournant tire le câble de chanvre, la clé tourne avec la tige et visse le tool-joint.

La *clé automatique* s'emploie pour visser et dévisser les tiges de forage et les tubes de tubage. Cette opération est réalisée par deux clés, dont l'une empêche le pivotement de la tige inférieure (clé de retenue) et l'autre, sert à visser et à dévisser la tige supérieure.

La plus utilisée est la clé universelle à trois articulations (fig. IV.29). Sa mâchoire comporte trois saillies, ce qui permet de l'employer pour les joints ou les tiges de 108 à 178 mm de diamètre, et en remplaçant la mâchoire par une autre, de 140 à 212 mm de diamètre. Des fourrures amovibles préviennent le glissement de la clé

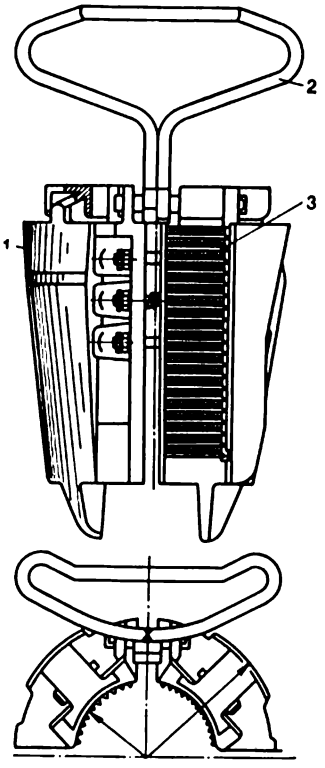
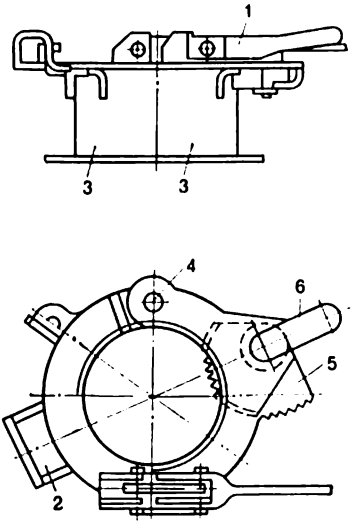


Fig. IV.27. Coins de retenue:
1 — corps; 2 — poignée; 3 — surface de retenue

Fig. IV.28. Clé circulaire pour tiges de forage



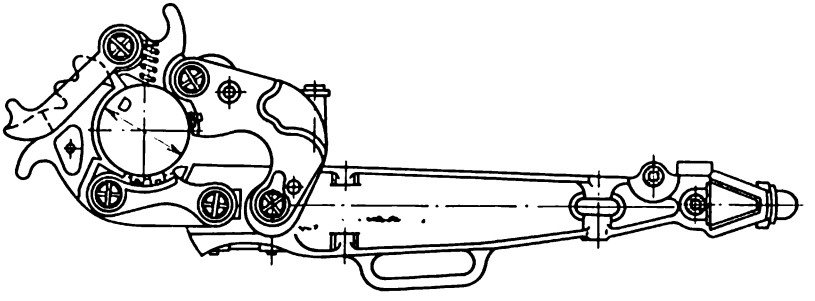


Fig. IV.29. Clé universelle à trois articulations

autour de la tige. Les clés automatiques sont suspendues horizontales sur un câble d'acier. Pour les maintenir dans la zone de la plate-forme d'accrochage, on fixe au derrick des galets par lesquels on passe le câble d'acier. Une extrémité du câble porte alors la clé, et l'autre,

le contrepoids qui l'équilibre, ce qui rend plus facile son déplacement suivant la verticale.

Les *clés mécaniques de vissage, blocage et dévissage des tiges* s'emploient à une large échelle. Elles peuvent être:

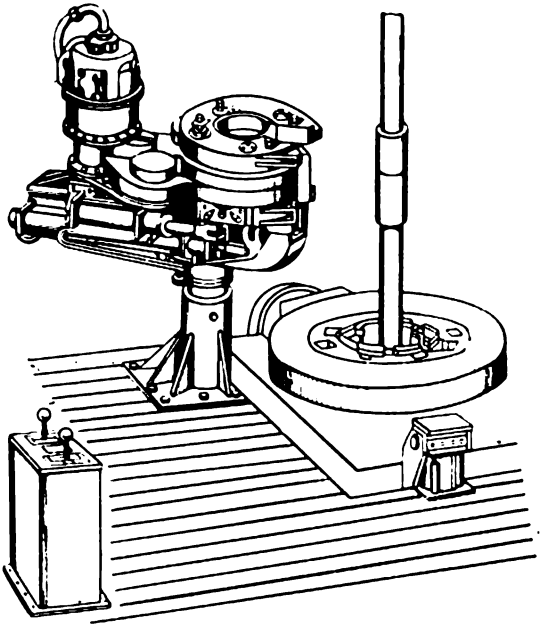


Fig. IV.30. Clé automatique fixe

1) fixes (fig. IV.30), réalisant automatiquement toutes les opérations de vissage, dévissage, amenée, blocage et déblocage de la clé;

2) suspendues, rendant automatiques le vissage et dévissage (l'amenée de la clé, son blocage sur la tige et son déblocage sont réalisés manuellement).

Chapitre V

NETTOYAGE DES PUITS

§ 1. Notion de fluide de forage

De nombreuses matières en se dissolvant au contact de l'eau se décomposent en molécules isolées qui se répartissent uniformément entre les molécules de l'eau. Ces solutions sont dites *vraies*; par exemple, les solutions aqueuses de sel commun et de sucre.

Il existe également des solutions où les particules de la matière dispersée se composent de centaines de milliers et de millions de molécules et se trouvent en suspension dans le liquide. Les solutions de ce type sont dites *dispersées*, par exemple le lait.

Les solutions dispersées forment trois types : solution de la matière solide dans un liquide, de la matière liquide dans un liquide et du gaz dans un liquide.

Les boues de forage sont des solutions dispersées, où les particules solides sont réparties dans un liquide (eau, liquide d'hydrocarbure).

La stabilité de ces solutions dépend de la dimension des particules solides dispersées. Lorsque celles-ci sont petites, la solution subit la gélification, et lorsqu'elles sont grandes, la solution forme une phase liquide et un dépôt de particules solides. Les particules dont les dimensions vont de 1 à 100 μ se trouvent pratiquement suspendues et les solutions qui les contiennent sont dites *colloïdales*, tout comme les particules elles-mêmes. Les solutions qui contiennent des particules dont les dimensions vont de un centième à un dix-millième de millimètre sont dites *grossières*.

Lorsqu'une particule se trouve dans l'eau, les forces d'attraction moléculaire font que sa surface se couvre d'une couche d'eau. Cette couche s'appelle *enveloppe hydratée* et le phénomène lui-même, *mouillage*. Les enveloppes hydratées ne se forment que si les forces d'attraction entre la particule et l'eau sont plus grandes que celles entre les particules d'eau elles-mêmes. Plus l'attraction entre la matière et l'eau est grande, plus la mouillabilité est forte et l'enveloppe hydratée résistante. Les particules qui se mouillent ne s'agglutinent pas dans les collisions, l'enveloppe hydratée présentant un obstacle à ce phénomène. Lorsque la mouillabilité est mauvaise, les collisions des particules font qu'elles s'agglutinent, leurs dimensions augmentent, et elles sont précipitées pour former un dépôt. L'agglutination des particules solides dans les solutions dispersées s'appelle *coagulation*. Les moins stables à ce phénomène sont les suspensions grossières, et les plus stables, les solutions colloïdales.

Dans le forage des puits de pétrole et de gaz on recourt largement aux solutions dispersées, où les particules d'argile sont réparties dans l'eau : ce sont les boues de forage.

L'argile possède la propriété de former dans l'eau des suspensions stables. Malgré la composition minérale assez compliquée et variée, le trait commun de toutes les argiles est la présence de l'oxyde de silicium SiO_2 et de l'oxyde d'alumine Al_2O_3.

Les argiles qui ont à leur base l'oxyde de silicium (le minéral montmorillonite) sont dites *bentonites*. Leurs solutions sont les plus stables. Elles sont rares dans la nature, les plus fréquentes sont celles qui ont à leur base la *kaolinite* ou l'oxyde d'aluminium. Par rapport aux bentonites ces argiles forment des solutions moins stables.

L'interaction des argiles avec l'eau observée dans la nature consiste pour l'oxyde de silicium des argiles à se combiner avec les métaux dissous dans cette eau. Les ions positifs des métaux passent dans les solutions d'argile dans l'eau et la charge des particules argileuses devient négative. Les argiles les plus abondantes sont au calcium, puis viennent les argiles au sodium, alors que les argiles au magnésium sont très rares. Les boues à argile au sodium sont bien meilleures que celles à l'argile au calcium.

Lorsqu'on ajoute à la boue des solutions des sels NaCl, $CaCl_2$, etc., les ions positifs de Na, Ca et d'autres métaux réduisent la charge (négative) des particules argileuses qui commencent à s'agglutiner, c'est-à-dire qu'elles déclenchent la coagulation de la boue.

§ 2. Destination des boues

Le forage par rotation rend impérative la circulation du fluide (de la boue).

Le nettoyage des puits est une opération technologique importante qui détermine le succès, aussi bien que l'efficacité de l'établissement du puits dans son ensemble.

Dans la période de nettoyage et à l'état de repos la boue remplit des fonctions hydrodynamiques, hydrostatiques, physiques et chimiques, assure la formation du cake, etc., ce qui dans l'ensemble constitue la technologie du processus.

Fonctions hydrodynamiques

1. *Curage du puits ou nettoyage du fond et évacuation des déblais.* La désagrégation du terrain par le trépan ne peut être efficace que lorsque les particules de la roche sont évacuées de la surface de la taille. Même en faible quantité les déblais restés dans la taille réduisent sensiblement l'efficacité du trépan. La boue en s'écoulant des duses de ce dernier entraîne les particules des déblais de la surface du fond pour les emporter dans le trou. L'accumulation des déblais dans le trou est également inadmissible. Ils peuvent former des bouchons rendant ainsi impossible la circulation de la boue.

L'efficacité de l'évacuation des déblais croît avec le débit de la boue, ainsi qu'avec la vitesse du jet qui baigne la taille. Le déplacement des déblais jusqu'à la surface du jour s'améliore avec l'augmentation du débit de la boue par unité de temps. La densité et la viscosité accrues de la boue contribuent à l'évacuation plus intense des déblais. Mais leur augmentation avec celle du débit renforce la pression de la boue sur la taille, ce qui altère la désagrégation du terrain par le trépan. Actuellement, pour améliorer le nettoyage, on fait croître la vitesse du jet de la boue qui s'échappe des duses de l'outil en la poussant à 100 m/s et plus. Les valeurs du débit de la

boue établies d'après la pratique assurent l'évacuation des déblais et leur déplacement jusqu'au jour.

2. *Refroidissement de l'outil en cours de forage.*

La désagrégation de la roche par le trépan produit en quantité de la chaleur. Si cette chaleur n'est pas évacuée de l'outil, les propriétés mécaniques de ses éléments baissent, et il devient inapte à remplir sa fonction. La boue baigne le trépan, s'échauffe et refroidit les éléments de l'outil.

Des expériences spéciales ont permis d'établir que les pièces d'un trépan sont portées en cours de forage à 500 ou 700 °C et plus, malgré l'évacuation de la chaleur.

L'eau utilisée comme fluide de forage refroidit mieux que d'autres fluides, les boues à base d'eau ont une valeur intermédiaire et cette fonction est le plus mal remplie par les boues à base d'huile.

3. *Erosion du terrain dans la taille.*

Lors du forage des terrains tendres plastiques le jet énergique de la boue qui s'échappe des duses du trépan à une grande vitesse (90 à 120 m/s et plus) désagrège la roche. La plupart des chercheurs considèrent que l'action des jets de boue lancée à grande vitesse est favorable quelles que soient les roches et s'explique avant tout par un meilleur curage de la taille.

4. *Le courant de boue est porteur d'énergie qui entraîne les moteurs d'attaque hydrauliques (turboforeuses, moteurs volumétriques).*

La circulation de la boue absorbe l'énergie (électrique, thermique) transformée en énergie cinétique du jet. Une partie de cette énergie cinétique entraîne en rotation l'arbre du moteur d'attaque lié au trépan.

Les paramètres du moteur d'attaque (puissance, couple, vitesse de rotation de l'arbre, différence de pression à l'entrée et à la sortie du moteur) dépendent du débit de la boue par unité de temps. Or, la valeur du débit est limitée par les moyens des pompes de l'installation, ainsi que par les résistances hydrauliques qui poussent avec le débit de la boue.

Fonctions hydrostatiques

Les fonctions hydrostatiques sont assurées par la boue à l'état de repos.

1. *Pression sur les couches:*

Sous l'action de la pesanteur la colonne de boue exerce sur les parois du trou une pression proportionnelle à sa hauteur et sa densité. Les roches, tout comme le pétrole, le gaz et l'eau encaissés dans la roche magasin, subissent la poussée exercée par les roches sus-jacentes. Si la pression de la colonne de boue est plus faible que celle du pétrole, du gaz et de l'eau présents dans les couches, ils ne se déplaceront pas des couches dans le puits. Le forage est alors inadmissible du fait des éjections éventuelles du pétrole, du gaz ou de l'eau,

ainsi que des éruptions incontrôlées. Pour pallier à ce phénomène, la pression de la colonne de boue exercée sur les couches doit être quelque peu supérieure à celle du pétrole, du gaz et de l'eau encaissés. Pourtant, la pression de la boue sur les parois ne doit pas non plus être trop grande, ceci pouvant fractionner la roche, produire des fissures et provoquer l'absorption de la boue. Le niveau de la boue dans le puits peut alors baisser, la pression subie par les couches s'affaiblir et elles peuvent commencer à dégager du pétrole, du gaz ou de l'eau.

La valeur de la pression hydrostatique de la boue se calcule d'après l'expression

$$p = H\rho g, \qquad (V.1)$$

où p est la pression de la boue, Pa ; ρ, sa densité, kg/m³ ; H, la hauteur de la colonne de boue, m ; g, l'accélération de la chute libre, m/s².

La densité de la boue susceptible d'assurer à la profondeur H la pression requise sur la couche soumise à la pression p_{gis} est donnée par la formule :

$$\rho = k\,\frac{p_{gis}}{Hg} \qquad (V.2)$$

où $k = 1{,}05$ à $1{,}15$ est le coefficient du dépassement admissible de la pression dans le puits par rapport à celle du gisement.

Exemple. La couche à une profondeur de 4000 m subit une pression de $50 \cdot 10^6$ Pa. Calculer la densité de la boue sous la condition que dans le puits la pression doit dépasser de 10 % la pression de gisement.

D'après la formule (V.2), on a

$$\rho = 1{,}1\,\frac{50 \cdot 10^6}{4000 \cdot 9{,}8} = 1380 \text{ kg/m}^3.$$

La circulation de la boue augmente la pression sur les parois du puits de la valeur des pertes de poussée nécessaire pour surmonter les résistances hydrauliques dans l'espace annulaire.

2. *Maintien des particules solides en suspension.*

La boue contient des particules de roche désagrégée et éboulée, et dans les fluides chargés, encore les particules de l'alourdisseur. Lorsqu'il faut remplacer l'outil, réparer les pompes ou procéder à l'arrêt du puits pour d'autres raisons, la circulation doit être coupée. Si dans le fluide à l'état de repos les particules solides se déposent, il y a danger de formation des bouchons qui coinceront la colonne du train de sonde et produiront sur la taille un dépôt devant être ensuite foré de nouveau.

Pour que les particules solides ne se déposent pas, la boue doit posséder une structure particulière, au repos elle doit coaguler et améliorer par là son pouvoir de maintien des particules solides en suspension. Ce pouvoir croît avec la teneur en particules colloïdales.

3. *Pression exercée sur les terrains instables et plastiques.*

Les roches constitutives des parois du puits sont à résistance et stabilité différentes. Dans certains cas elles sont coupées par des fissures, dans d'autres, la cohérence entre leurs particules est faible, etc. De telles roches peuvent s'ébouler et coincer le train de sonde ou obstruer le trou en apportant des complications au processus de forage. Sous l'action de la pression exercée par les couches sus-jacentes certains terrains plastiques (argiles, sels, etc.) « coulent » dans le trou en rendant plus difficile le travail de forage.

Pour parer aux éboulements et écroulements, on peut rendre plus forte la pression hydrostatique sur les parois du trou en élevant la densité de la boue.

4. *Réduction de la charge subie par le mouflage et le derrick.*

En plongeant dans la boue, les colonnes de train de sonde et de tubage perdent en poids autant que pèse le volume du fluide chassé. Plus la densité de la boue est élevée, plus la colonne perd en poids. Bien que le calcul à la résistance ne tient pas compte de cette perte de poids, la réduction de la charge appliquée au mouflage accroît sensiblement l'aptitude au service du câble de forage, l'élément le moins durable de ce système.

Formation du cake

Dans la grande majorité des cas, on emploie pour le forage des puits des boues à base d'eau qui sont des systèmes de suspension col-

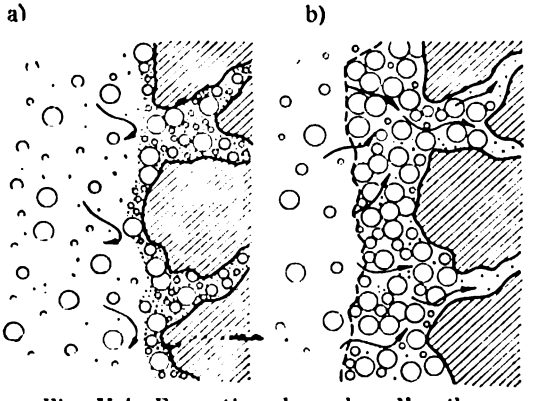


Fig. V.1. Formation des cakes d'argile:
a — par une solution colloïdale (cake mince); *b* — par une solution non colloïdale (cake épais)

loïdales. En filtrant à travers une paroi poreuse, par exemple, à travers la paroi du puits, constituée de roches poreuses perméables, ces solutions forment sur la paroi un cake de particules solides dit de *filtration*. Lorsque dans la boue les particules de la fraction

colloïdale sont en quantité suffisante, le cake de filtration déposé sur les parois est mince et dense (fig. V.1, *a*). Mais si la quantité de ces particules est insuffisante, le cake ainsi formé est épais et meuble (fig. V.1, *b*).

Un cake mince contribue à améliorer la stabilité des parois, lui-même étant assez résistant. Un cake épais rend plus difficile la manœuvre remontée et descente, puisqu'il contribue à la formation d'un bouchon sous le trépan, ce qui peut provoquer le coincement de la colonne dans le trou. Le cake réduit les forces de frottement du train de sonde contre les parois surtout lorsque la boue est traitée aux adjuvants graisseurs particuliers.

Un cake de filtration mince est peu perméable, ce qui empêche en cours de forage la pénétration du pétrole, du gaz et de l'eau de la couche dans le puits.

Fonctions physiques et chimiques

La boue devient capable de remplir les fonctions physiques et chimiques sous l'action de son traitement par des agents chimiques. En filtrant à travers les parois du puits constituées de roches perméables, la phase liquide de la boue pénètre dans la couche. Ce fluide provoque des éboulements et des écroulements du fait que la cohérence entre les particules de la roche se trouve affaiblie. Pour conserver et même renforcer cette cohérence, il faut introduire dans la boue des agents chimiques spéciaux appelés inhibiteurs, par exemple, la chaux, le verre soluble, le potassium, etc.

Ainsi, l'une des fonctions physico-chimiques de la boue est de *conserver la cohérence entre les particules de la roche.*

L'autre fonction consiste à *conserver la perméabilité des couches productives* lors de leur décapage par le trépan.

La pénétration dans la couche du filtrat de la boue et de ses particules solides conduit souvent à la diminution irréversible de la perméabilité de la roche magasin et, par suite, à la réduction de sa productivité. Pour parer à ce phénomène les boues sont traitées aux substances tensio-actives ou solutions spéciales, par exemple à base d'huile.

Stabilité des propriétés des boues

Au cours du forage la boue absorbe les roches susceptibles de dispersion, ainsi que les sels solubles dans l'eau contenus dans les roches et les eaux de gisement. La température des roches et, par suite, du fluide change au cours du forage. Tout ceci intervient pour faire changer les propriétés de la boue. Or, le processus de forage normal, sans aucune complication, n'est possible que lorsque les propriétés de la boue sont bien déterminées; à cet effet, on les

maintient en introduisant dans la boue des agents chimiques. On y introduit également des inhibiteurs qui préviennent la dispersion des particules de la roche.

Amélioration de la forabilité des terrains

Il est établi que la grande majorité des roches, à l'exception des roches plastiques que sont les sels et argiles, sont parsemées de microfissures, où pénètre le filtrat de la boue. Si la boue est traitée aux substances définies, ces substances en pénétrant dans les fissures avec le filtrat sont adsorbées à la surface de ces fissures. L'adsorption est si forte que les fissures s'élargissent et se propagent à l'intérieur de la roche. La résistance de la roche se trouve ainsi affaiblie, alors que l'efficacité de sa désagrégation par le trépan croît. Ceci s'appelle « effet de Rebinder », d'après le nom du savant soviétique qui a découvert ce phénomène.

Les autres fonctions de la boue consistent à conserver au maximum la saturation naturelle de la roche prélevée dans la taille (carotte), à assurer les meilleures conditions pour la descente et la remontée du matériel et pour les travaux géophysiques dans le puits.

§ 3. Classification des boues

Il en existe trois types: à base d'eau, à base d'hydrocarbures et émulsionnées.

Les boues à base d'eau et d'hydrocarbures sont classées en fonction de la composition chimique du milieu dispersif: boues à base d'eau: à base d'eau douce et à base d'eau minéralisée; boues à base d'hydrocarbures: boues à base d'huile, à base des produits de traitement du pétrole (gas-oil et fuel-oil, huile solaire).

D'après le caractère du milieu dispersif les agents sous la forme du gaz peuvent être de l'air, du gaz naturel et du gaz d'échappement.

D'après la composition de la phase dispersée les boues à base d'eau peuvent être à argile, à argilite et carbonatées, les boues à base d'hydrocarbures, à bitume et à argile organique.

La présence et l'état des phases dispersées liquide, solide et gazeuse fait diviser les boues à base d'eau et à base d'hydrocarbures en boues émulsionnées, émulsionnées à l'air et alourdies.

La division en systèmes concrets de boue est guidée par le mode de stabilisation du système dispersif, c'est-à-dire d'après l'agent stabilisateur (traitement aux humates, lignites, phosphates, etc.).

Cette classification permet de caractériser nettement et exactement tous les types des boues d'après le système unique qui donne une information intégrale. Son application est commode aussi bien dans les conditions industrielles que dans la recherche.

§ 4. Propriétés principales des boues et leur évaluation

Propriétés rhéologiques des boues en tant que systèmes dispersifs

Les fluides dispersifs, tout comme les fluides communs, possèdent la propriété d'écoulement. Lors de l'écoulement la position initiale des particules change, on observe une déformation. La branche scientifique traitant de la déformation et de l'écoulement des corps s'appelle *rhéologie*, alors que les propriétés des corps associées à l'écoulement et à la déformation sont dites rhéologiques. Ces propriétés sont étudiées à l'aide des viscosimètres.

Il existe deux formes de viscosité des solutions dispersives, la viscosité efficace η' et plastique η. D'autre part, les solutions dispersives à structure sont déterminées par une deuxième variable, la résistance dynamique limite au cisaillement τ_0. Il convient de souligner que η', η et τ_0 ne se manifestent que dans les conditions de l'écoulement des solutions dispersives.

Pour évaluer les propriétés utiles des boues il faut connaître leur caractéristique non seulement en mouvement, mais aussi au repos. Cette caractéristique est donnée par la variation de la tension statique de cisaillement après 1 ou 10 mn de repos. Le rapport de la tension enregistrée après 10 mn à celle enregistrée après 1 mn définit la *thixotropie* qui est la propriété de la boue d'augmenter sa résistance à l'état de repos.

Pour que les boues remplissent au cours du forage les fonctions requises, il faut choisir les matériaux convenables de leur constitution et les traiter aux agents chimiques définis pour leur conférer les propriétés nécessaires.

Les conditions de forage (profondeur et diamètre du puits, température des roches, pression de formation, propriétés des terrains attaqués) diffèrent non seulement suivant les champs, mais aussi au sein d'un même gîte. Ceci fait que les propriétés des boues doivent être différentes non seulement dans les diverses zones d'un chantier, mais à mesure qu'on avance en profondeur.

On rapporte aux indices déterminant les propriétés des boues la densité (poids spécifique), la viscosité, le coefficient de filtration, la tension statique de cisaillement, la teneur en sable, l'indice d'hydrogène pH et certains autres (teneur en fraction colloïdale et en pétrole, degré de minéralisation du filtrat, etc.).

La *densité de la boue* ρ est le quotient de sa masse par son volume (kg/m^3). Elle caractérise (cf. § 2 du présent chapitre) son pouvoir de remplir les fonctions hydrostatiques et hydrodynamiques.

Dans les chantiers de forage la densité de la boue est mesurée à l'aréomètre (fig. V. 2) qui se compose d'un flotteur *1* et d'un godet

de mesure *2* fixé au flotteur. La surface cylindrique du flotteur porte deux graduations, l'une pour les boues à densité s'échelonnant de 0,9 à 1,7 g/cm³, et l'autre, de 1,6 à 2,4 g/cm³. Pour utiliser la deuxième graduation on dévisse du godet de mesure le poids *3*.

La densité est mesurée de la façon suivante. Le godet rempli de boue est fixé au flotteur ; la surface extérieure de l'aréomètre est lavée à l'eau pour nettoyer les traces de la boue, puis l'appareil est plongé dans l'eau douce pour lire au niveau de l'eau l'indication de la graduation qui donne la densité de la boue ; ensuite on détache le godet du flotteur et lave l'aréomètre à l'eau.

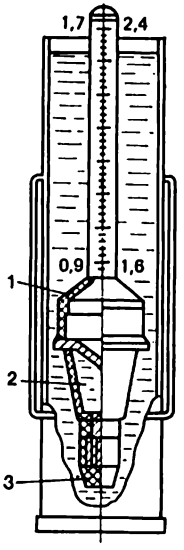


Fig. V.2. Aréomètre AΓ-2

L'aptitude de l'aréomètre au service est vérifiée en remplissant le godet de l'eau douce ; le trait ainsi enregistré par un aréomètre en bon état plongé dans l'eau ne doit pas dépasser 1,00 ± 0,02 g/cm³.

Viscosité. En U.R.S.S. on mesure ce qu'on appelle la *viscosité conventionnelle* (*T*) à l'aide du viscosimètre de terrain ВП-5 (fig. V.3). Cet appareil se compose d'un entonnoir *1* à tube calibré *2* dont le diamètre intérieur est de 5 mm. L'appareil comporte également un tamis *3* et un godet *4* divisé en deux parties, dont l'une est de 500 cm³ et l'autre, de 200 cm³.

On appelle viscosité conventionnelle sur ВП-5 le temps nécessaire pour que les 500 cm³ de boue s'écoulent dans le godet de l'entonnoir où l'on verse 700 cm³.

Pour mesurer la viscosité, on lave l'entonnoir à l'eau, puis on y verse à travers le tamis 500 et 200 cm³ de boue (le trou du tube est alors bouché par le doigt), sous le tube on place un godet de plus grande capacité tout en dégageant le trou du tube et en enclenchant un chronomètre. Lorsque la section de 500 cm³ se trouve remplie, on arrête le chronomètre. Le nombre de secondes nécessaires pour remplir les 500 cm³ du godet détermine justement la valeur de la viscosité conventionnelle. Par exemple, la viscosité conventionnelle *T* est égale à 33, 41, 65 s.

L'appareil ВП-5 est vérifié d'après le « nombre d'eau ». L'ordre d'obtention de cet indice est analogue à celui qui vient d'être décrit, mais au lieu de la boue on verse dans l'entonnoir de l'eau. Le temps d'écoulement de 500 cm³ d'eau à partir de 700 cm³ versés dans un appareil en bon état doit être de 15 s.

La *tension statique de cisaillement* (ν) est mesurée à l'aide de l'appareil СНС-2 (fig. V.4). Il se compose de la plaque de base *1*, du montant *3*, des vis de réglage assurant la position horizontale de la

base, du viseur *8* (en plexiglas), du moteur électrique *12*. La partie prévue pour la réalisation de la mesure est constituée par le cylindre *9* suspendu au montant par un fil d'acier élastique *5* et la tête de rotation *4*. Le cylindre *9* est plongé dans le godet *10* rempli de boue. Pour déterminer l'angle de pivotement du cylindre par rapport

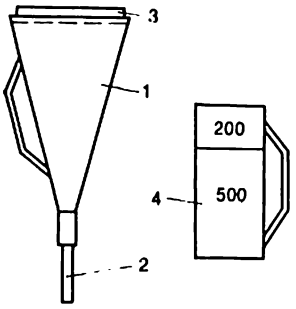


Fig. V.3. Viscosimètre-ВП-5

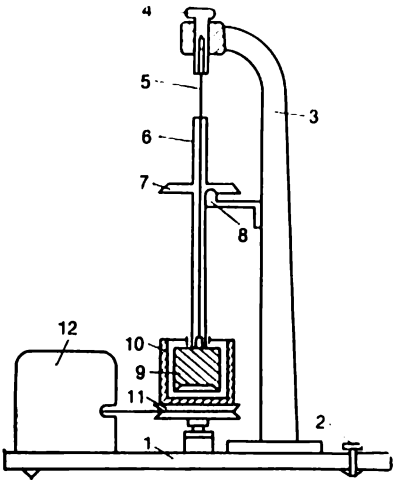


Fig. V.4. Schéma de l'appareil СНС-2 pour la mesure de la tension statique de cisaillement

au tube *6* il y a le limbe *7* gradué de 1° à 1°. Le godet est placé sur la table *11* liée par un flexible au moteur électrique *12* qui fait tourner la table porteuse du godet à la vitesse de 0,2 tr/mn.

Pour obtenir la tension statique de cisaillement le cylindre est placé dans le godet et à l'aide de la tête de rotation le trait nul du limbe *7* est confondu avec le trait du viseur *8*. La prise d'essai de la boue est brassée, puis on en remplit le jeu entre le cylindre et le godet jusqu'à ce que le niveau de la boue atteint le haut du cylindre. On vérifie la coïncidence du trait nul du limbe avec le trait du viseur (s'ils ne coïncident pas, on réalise rapidement cette coïncidence), puis on engage le chronomètre. 1 mn plus tard on branche le moteur électrique. La valeur maximale de la graduation qui coïncide avec le trait est multipliée par le coefficient du fil (valeur de la tension statique de cisaillement pour l'enroulement du fil à 1°). La valeur obtenue en Pa est précisément la tension statique de cisaillement en une minute. On fait encore coïncider le trait nul du limbe avec le trait du viseur pour reprendre la mesure 10 minutes plus tard et déterminer la tension statique de cisaillement dans 10 mn.

Le coefficient du fil (son calibrage) se fait d'après la notice d'entretien de l'appareil.

Dans les conditions des températures et des pressions élevées les tensions statiques de cisaillement dans 1 et 10 mn sont établies en utilisant un appareil spécial.

Le *coefficient de filtration* (Φ) se mesure en ml (cm^3) ; il caractérise le pouvoir de la boue de laisser filtrer à travers les parois du

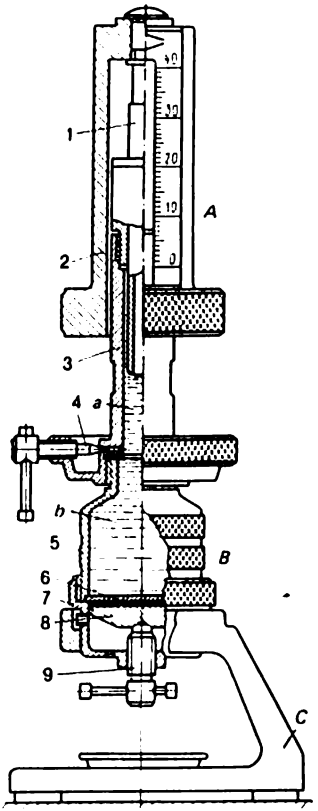
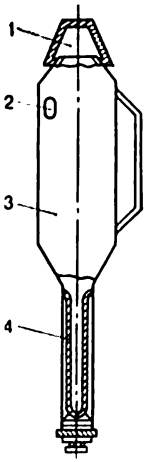


Fig. V.5. Appareil BM-6 pour la mesure de la filtration

Fig. V.6. Décanteur OM-2



puits le liquide sous l'action de la différence de pression et de former le cake de perméabilité différente. Le volume du filtrat qui se dépose à partir de la boue en 30 mn de sa filtration à travers du papier correspondant d'une aire de 44 cm^2 sous la pression de 0,1 MPa donne le coefficient de filtration de la prise d'essai concrète de la boue.

Le coefficient de filtration est mesuré à l'aide de l'appareil BM-6 (fig. V.5) d'après la diminution du volume de la boue au-dessus du filtre. L'appareil se compose des ensembles de pression *A* et de filtrage *B*, ainsi que du support *C*. Pour la filtration, on utilise

le papier filtre reposant sur la grille *6*. Elle s'amorce lorsqu'on ouvre la soupape *8* à joint en caoutchouc à l'aide de la vis de fermeture *9*. La pression appliquée à la prise de boue est assurée par le plongeur *2*, puis par la bague *1* elle est transmise à l'huile *a* contenue dans le cylindre de poussée *3*. L'huile est versée au-dessus de la boue *b* contenue dans le godet de filtration *5*. A mesure que le volume de la boue diminue, le plongeur descend et la graduation portée sur le plongeur indique le volume du filtrat.

Pour réaliser cette opération, on procède au montage dans l'ordre suivant. Le rond de papier filtre de 60 mm de diamètre, est posé sur la grille. La soupape est placée de façon à couvrir complètement la grille par le joint de caoutchouc. La vis de fermeture *9* doit être desserrée de quelques tours. Une fois la soupape d'arrêt liée au godet, on la ferme avec l'écrou *7*. L'ensemble de filtrage monté est placé sur le support *C*. A travers le goulot le godet *5* est rempli de boue dont le niveau ne doit pas atteindre le bord de 3 à 4 mm. Sur le goulot on visse le cylindre de poussée et on ferme la soupape au pointeau *4*. Le cylindre de poussée est rempli d'huile de machine ou de gas-oil. On engage le plongeur dans le cylindre de poussée et vidange l'excédent d'huile par la soupape à pointeau tant que le trait nul ne coïncide avec le trait à la surface extérieure du cylindre de poussée. La soupape *4* est fermée à l'instant où ces traits coïncident. En jouant de la vis de fermeture *9* la soupape d'arrêt *8* est descendue tout en branchant le chronomètre. Dans 30 mn on relève les lectures de l'appareil sur la graduation du plongeur.

Après la mesure de la filtration, on vidange par la soupape à pointeau l'huile et la boue, puis on dégage la grille et le filtre pour laver l'appareil. Il est d'usage de mesurer en plus du coefficient de filtration l'épaisseur du cake déposé sur le filtre.

La *teneur en gaz* (Γ) est déterminée pour contrôler l'absorption par la boue du gaz en provenance des couches, ainsi que le degré de saturation de la boue en gaz qui réduit sa densité. La présence du gaz augmente la viscosité de la boue en altérant ainsi le travail des pompes (leur refoulement diminue).

Généralement, la teneur en gaz du fluide de forage est déterminée par la méthode de dilution. Dans le cylindre jaugeur à bouchon rodé d'une capacité de 250 ml on verse 50 ml de boue en ajoutant 200 ml de l'eau. Après avoir fermé le cylindre par le bouchon, on le brasse énergiquement pendant 1 mn pour le laisser ensuite au repos. Une fois que la mousse disparaît, on mesure le volume V du fluide qui sera inférieur de la valeur du volume du gaz. La teneur en gaz est donnée par la formule

$$\Gamma = 2\,(250 - V), \qquad \text{(V.3)}$$

où V est le volume du fluide dans le cylindre après l'élimination du gaz, ml.

La *teneur en sable* (*П*) témoigne de l'encrassement de la boue non alourdie par le sable et les grosses particules de roche. Sa valeur est donnée en pour cent.

La teneur en sable est déterminée à l'aide du décanteur OM-2 (fig. V.6), récipient cylindrique en métal *3* comportant un tube à fentes par lesquelles on voit l'éprouvette *4* d'une capacité de 10 cm³ graduée de 0,1 à 0,1 cm³. Le récipient est formé d'un couvercle *1* dont la capacité est de 50 cm³. Le décanteur en position verticale, rempli d'eau à peu près jusqu'au milieu, reçoit 50 cm³ de boue mesurée à l'aide du couvercle. Le restant de fluide dans le couvercle est également lavé à l'eau et versé dans le décanteur. Le volume restant est rempli d'eau jusqu'au niveau du trou *2*. Le décanteur est alors fermé par le couvercle, le trou bouché par un doigt et le contenu brassé pendant 30 s en maintenant le décanteur en position horizontale. Puis on met rapidement le décanteur en position verticale pour mesurer après 1 mn de repos le volume V_1 du dépôt dans l'éprouvette.

La grandeur *П* est déterminée par la formule

$$П = 2V_1, \qquad (V.4)$$

où V_1 est le volume du dépôt dans l'éprouvette après 1 mn de sédimentation, ml.

L'*indice d'hydrogène* pH détermine l'alcalinité de la boue. Si pH = 7, le fluide est neutre. Pour un fluide alcalin le pH varie de 7 à 14, c'est-à-dire plus le pH est élevé, plus la boue est alcaline. Lorsque le pH est inférieur à 7, la boue est acidulée.

La valeur de pH est déterminée d'après le filtrat incolore de la boue à l'aide du papier indicateur. Une goutte de filtrat portée sur ce papier et envisagée du côté opposé est comparée à la coloration de l'étalon. Pour les filtrats colorés le pH se détermine à l'aide des appareils spéciaux.

La *teneur en pétrole et en condensat de gaz* de la boue est établie seulement dans les conditions de laboratoire à l'aide de l'appareil de Dean et Stark.

Influence des indices principaux de la boue sur l'efficacité du forage

Densité. Plus elle est grande, plus la pression exercée par la colonne de boue sur le fond et les parois du puits est forte. La différence entre les pressions de gisement (de pore) p_{gis} et de la colonne de boue p_b exercée sur la couche s'appelle pression différentielle Δp:

$$\Delta p = p_{gis} - p_b. \qquad (V.5)$$

Plus elle est grande, plus la compactibilité des roches au niveau de la taille est élevée, ce qui altère la forabilité des terrains.

La courbe de la relation entre la vitesse mécanique de l'avancement v_m et la pression différentielle Δp (fig. V.7) montre que la valeur de la pression différentielle ne doit pas dépasser 3,5 MPa, et dans le meilleur des cas elle doit être presque nulle. Δp doit avoir une valeur négative lorsque la coupe ne possède pas de couches à perméabilité élevée. La courbe de la relation entre l'avancement par outil h et la densité de la boue ρ (fig. V.8) montre que plus la densité de la boue est élevée, plus l'avancement par outil est faible.

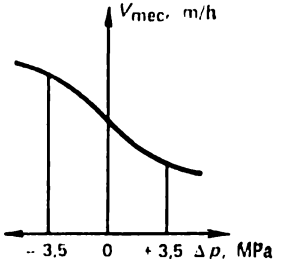


Fig. V.7. Courbe de la relation entre la vitesse mécanique d'avancement v_m et la pression différentielle Δp

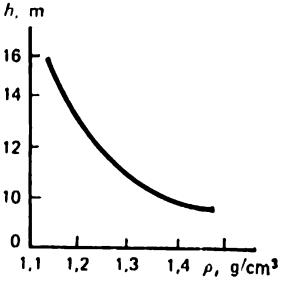


Fig. V.8. Courbe de la relation entre l'avancement par outil h et la densité du fluide de forage ρ

Viscosité. Plus elle est forte, meilleure est l'évacuation des déblais à partir du fond. D'autre part, son augmentation rend la pression de la circulation plus grande, ce qui altère le fonctionnement du trépan, réduit l'avancement et la vitesse mécanique. De plus, une boue plus visqueuse absorbe plus facilement le gaz, perd en densité, ce qui présente le danger d'éjection de pétrole, de gaz et d'eau à partir du trou. Généralement, la viscosité d'une boue non alourdie est maintenue au niveau de 35 à 50 s, et d'une boue alourdie, à 80 s et moins sur l'appareil ВП-5.

Tension statique de cisaillement. Lorsque sa valeur est trop faible, avec l'arrêt de la circulation les particules des déblais et de l'alourdisseur se déposent en formant dans le puits des bouchons et présentant ainsi un danger de coincement (perte de mobilité) de la colonne de tiges. Lorsque cette tension est trop élevée, la boue évacue bien plus mal les déblais, ce qui rend plus mauvais les indices de fonctionnement du trépan. D'autre part, la reprise de la circulation, par exemple après les manœuvres, impose une pression élevée nécessaire pour déplacer la boue et détruire sa structure établie. Or, une pression de chasse élevée peut provoquer la fracturation des couches et entraîner l'absorption de la boue, ce qui est inadmissible.

D'après la pratique, la valeur de la tension de cisaillement en 1 mn pour des boues non alourdies doit être de 5 à 15 dPa. Pour des

boues alourdies en 1 mn elle doit varier de 10 à 15, et en 10 mn, de 30 à 45 dPa. Ces valeurs assurent le maintien des particules solides en suspension, aussi bien qu'une bonne épuration de la boue des déblais à la surface du jour.

Coefficient de filtration (Φ). Les boues à faible coefficient (jusqu'à 5 cm³ en 30 mn) sont utilisées pour le forage des terrains, en particulier des argiles, qui sous l'action du filtrat perdent la cohérence et s'éboulent. Des terrains stables sont forés en utilisant des boues à coefficient de filtration plus élevé (20 à 30 cm³ en 30 mn); il arrive qu'on emploie comme fluide de forage l'eau industrielle.

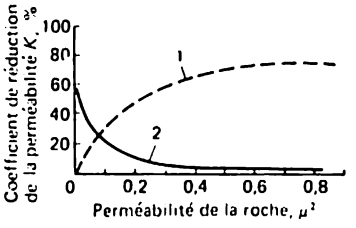


Fig. V.9. Courbe de l'influence des phases solide (*1*) et liquide (*2*) du fluide de forage sur la perméabilité de la roche

L'influence de ce coefficient sur l'efficacité du forage consiste dans le fait que le filtrat de la boue contenant des agents chimiques, en pénétrant dans les microfissures, les élargit et en crée de nouvelles par adsorption des agents à la surface des fissures. La résistance de la roche se trouve ainsi réduite et leur forabilité s'améliore.

Il est établi que la vitesse de séparation du filtrat de la boue influe sensiblement sur le nivellement de la différence entre la pression exercée par la colonne de la boue et la pression de formation subie par la roche sous l'outil. La valeur de cette différence intervient notablement sur la vitesse de forage qui est d'autant plus grande que cette différence est plus faible.

Ceci a imposé la mesure de la filtration instantanée Φ_0 en 1 mn à l'aide de l'appareil BM-6. Il est recommandé d'utiliser une boue à $\Phi_0 \geqslant 3$ ml (cm³).

Il convient de retenir que les boues à base d'eau exercent une action néfaste sur la perméabilité des couches pétrolifères et gazeuses. La figure V.9 montre que plus la perméabilité de la roche est faible, plus le coefficient de perméabilité est influencé par la phase liquide. A mesure que la perméabilité augmente, l'influence de la phase solide de la boue devient plus nocive.

Teneur en sable. La présence en quantité dans les boues non alourdies des particules solides, outre l'altération du fonctionnement du trépan, provoque l'usure par abrasion des pièces des pompes, des tiges de forage et des tubes du tubage, des turboforeuses, etc. Ceci fait que les boues sont épurées au jour des particules des déblais à l'aide de différents mécanismes.

§ 5. Alourdisseurs des boues

Le forage dans des conditions géologiques différentes impose l'utilisation des boues de densité différente. Pratiquement, leur densité varie de 700 à 2500 kg/m³ et plus. L'utilisation des argiles de qualités différentes permet d'obtenir des boues à densité s'échelonnant de 1050 à 1400 kg/m³. La densité la plus basse (1050 kg/m³) s'obtient avec des argiles bentonitiques.

Les boues à densité de 800 à 1050 kg/m³ doivent être préparées à base d'huile, ainsi que par émulsionnage à l'air qui remplit le rôle de phase dispersive de la boue, dont la densité peut être ainsi réduite jusqu'à 700 kg/m³.

Pour pousser la densité de la boue jusqu'à 1400 kg/m³ et plus, on recourt aux alourdisseurs, minéraux finement pulvérisés très denses. Leur addition accroît la teneur de la boue en phase solide dispersive, et sa viscosité devient plus grande (sa mobilité diminue). Généralement, la croissance de la viscosité est indésirable. Il y a encore le coefficient de filtration qui augmente. L'augmentation de la viscosité dépend des propriétés de l'alourdisseur, ainsi que des propriétés de la boue dont la densité doit être accrue. Il faut donc utiliser comme alourdisseur les matériaux qui altèrent au minimum la qualité des boues. Plus la quantité de l'alourdisseur employée pour augmenter la densité de la boue est petite, plus son influence néfaste sur la qualité de la boue est faible.

Ceci fait que la caractéristique principale de l'alourdisseur est sa *densité*. Plus sa densité est élevée, moins il en faut pour obtenir une boue alourdie de meilleure qualité.

Ses autres caractéristiques tout aussi importantes sont : la finesse de la mouture, la teneur en sels solubles dans l'eau, l'humidité.

Finesse de la mouture. Pour que les particules de l'alourdisseur se maintiennent en suspension dans la boue et participent avec celle-ci à la circulation, le minéral qui sert à le préparer doit être pulvérisé.

L'alourdisseur est fabriqué dans des usines spéciales par broyage des minéraux dans des moulins à billes. Le degré de pulvérisation s'appelle *finesse du broyage* ou *de la mouture*. Plus la pulvérisation est forte, plus le broyage est fin.

Si la quantité de grosses particules est trop grande, en se précipitant elles forment un dépôt aussi bien dans le trou qu'à la surface du jour et la densité de la boue est ainsi diminuée. Les minéraux constitutifs d'un alourdisseur sont assez durs et leurs particules au sein de l'alourdisseur exercent une action abrasive (d'usure) sur les pièces de rechange des pompes, les tiges et les supports d'outil. Plus le broyage est gros, plus l'usure est intense. La teneur de l'alourdisseur en grosses particules doit donc être limitée. Le tamisage de l'alourdisseur à travers les cellules de 0,074 mm laisse sur le tamis

les particules plus grosses. D'après ce reste, on évalue la finesse de la pulvérisation.

Les particules de l'alourdisseur et les additions d'autres roches, par exemple, des argiles, participent à la formation de la structure de la boue. C'est pourquoi plus la mouture est fine, plus l'aptitude à la formation de la structure est mieux exprimée et plus la viscosité est grande, ce qui, généralement, est un phénomène indésirable. Par conséquent, la finesse du broyage ne doit pas être excessive. L'alourdisseur doit contenir le minimum de particules inférieures à 0,005 mm.

Teneur en sels solubles dans l'eau. Pour diverses raisons définies par les conditions de gisement des minéraux lourds, ainsi que par la technologie de leur séparation des roches stériles, les alourdisseurs contiennent des sels solubles dans l'eau. Ces sels renforcent les particularités structurelles des boues alourdies et augmentent leur viscosité. Aussi, dans les alourdisseurs, la teneur en sels solubles, en ceux de sodium et de calcium (Na_2CO_3, $CaCO_3$), doit-elle être limitée. L'influence des sels de calcium est particulièrement forte, ce qui rend impérative la réduction de leur taux jusqu'à une valeur sensiblement inférieure à celle des sels de sodium.

Humidité. La mouture des minéraux peut être sèche et humide. Pour la mouture sèche la matière première est séchée au préalable, afin que ses particules ne s'agglutinent pas. Le long de l'axe du moulin les particules de l'alourdisseur se déplacent sous l'action de la force de pesanteur. Dans le cas de la mouture humide, l'alourdisseur est entraîné le long de l'axe du broyeur par un courant d'eau. Dans ce cas, ses particules se déposent par précipitation, après quoi l'eau est vidangée. C'est une opération assez compliquée. L'humidité de l'alourdisseur ne doit pas dépasser la valeur admissible. Lorsqu'elle est excédentaire, en été, l'alourdisseur se perd lors du transport en s'écoulant avec l'eau résiduelle, et, en hiver, il gèle, ce qui rend plus difficile son déchargement des wagons.

Caractéristiques des alourdisseurs

Pour alourdir les boues, on emploie les minéraux suivantes: sulfate de baryum Ba_2SO_4 (barytine) ; oxyde de fer Fe_2O_3 (hématite) ; peroxyde de fer Fe_3O_4 (magnétite) ; alourdisseurs carbonatés $CaCO_3$ (craie, calcaire), sidérite $FeCO_3$.

La *barytine* est une poudre claire légèrement colorée de gris, crème ou rose. Parmi les alourdisseurs son abrasivité est la plus faible. Sa densité est comprise entre 3,6 et 4,2 g/cm³. L'alourdisseur à barytine est classé en fonction de la densité suivant diverses sortes (tableau 22): plus la sorte est basse, moins il est cher.

L'*hématite*, minerai de fer naturel, poudre colorée allant de brun au rouge foncé. Ses échantillons les plus purs à densité de

Tableau 22

Caractéristiques des alourdisseurs

Indices	Sortes		
	I	II	III
Alourdisseurs à barytine			
Densité g/cm³	⩾4,20	⩾4,0	⩾3,80
Teneur en sulfate de baryum d'un alourdisseur sec, %	⩾90	n'est pas normée	
Teneur en eau, % :			
à l'état sec	⩽5,0	⩽5,0	⩽5,0
à l'état non sec	⩽14,0	⩽14,0	⩽14,0
Teneur en sels solubles dans l'eau, %	⩽0,30	⩽0,35	⩽0,40
y compris des sels de calcium, %	⩽0,05	⩽0,05	⩽0,06
Finesse du broyage (reste sur tamis à cellules de 0,074 mm), %	⩽10,0	⩽10,0	⩽10,0
Teneur en fractions inférieures à 0,005 mm, %	⩽10,0	⩽15,0	⩽20,0
Alourdisseurs ferreux			
Densité, g/cm³	⩾4,40	⩾4,30	⩾4,20
Teneur en fer, %	⩾58,0	⩾56,0	⩾53,0
Teneur en eau, %	⩽10,0	⩽12,0	⩽14,0
Teneur en sels solubles dans l'eau, %	⩽0,30	⩽0,35	⩽0,40
y compris des sels de calcium, %	⩽0,05	⩽0,06	⩽0,07
Finesse de broyage (restes sur tamis à cellules de 0,074 mm), %	⩽5,0	⩽5,0	⩽5,0
Teneur en fractions inférieures à 0,005 mm, %	⩽10,0	⩽15,0	⩽20,0

4,6 g/cm³ et plus ont une teinte bleue, on les appelle bleus d'hématite.

La *magnétite* est une poudre gris foncé ou noire pour les meilleurs échantillons. Elle possède des propriétés magnétiques. Son abrasivité est légèrement supérieure à celle de l'hématite.

L'hématite et la magnétite, alourdisseurs ferreux (tableau 22), sont des matières premières précieuses pour l'élaboration de la fonte et de l'acier ; on les remplacera donc dans l'avenir par les barytines.

Les *alourdisseurs carbonatés* (craie, calcaires) se présentent comme une poudre blanche ou grise d'une densité de 2,7 g/cm³. Ils s'emploient seulement lorsqu'il faut pousser la densité de la boue jusqu'à ~1,5 g/cm³, leur abrasivité étant faible et leur pouvoir d'augmenter la viscosité de la boue étant plus faible lui aussi. La propriété de ces alourdisseurs de se dissoudre facilement dans l'acide chlorhydrique permet d'évacuer sans peine le cake des parois des

trous et les particules solides de l'alourdisseur des canaux des pores. Ceci est très important pour le rétablissement de la perméabilité naturelle des couches magasins.

Limite d'alourdissement

Nous avons déjà dit que l'addition de l'alourdisseur altère la qualité de la boue faisant croître la tension statique de cisaillement, la viscosité et le coefficient de filtration. Pour pallier à cette action, on introduit dans la boue devant être alourdie des diluants, solutions aqueuses des agents chimiques. Ainsi, l'alourdissement de la boue consiste à réaliser deux opérations contradictoires : introduire l'alourdisseur en augmentant ainsi la densité et introduire des agents qui la diminuent. Lorsqu'on ajoute à la boue un alourdisseur, sa densité croît rapidement. Mais à mesure que la quantité de l'alourdisseur augmente, son action néfaste se renforce et le débit des agents et de l'eau de dilution augmente. Enfin, vient le moment où la croissance de la densité due à l'addition de l'alourdisseur s'égalise avec la diminution de la densité produite par l'addition des diluants. La densité cesse de croître. Cet instant s'appelle limite du pouvoir alourdissant de l'alourdisseur.

Dans la pratique, il existe une autre limite du pouvoir alourdissant dite pratique. D'après une évaluation approchée elle est égale à la moitié de la densité de l'alourdisseur.

Ainsi, un alourdisseur à densité de 4300 kg/m^3 peut être utilisé pour rendre la densité de la boue égale jusqu'à 2100 kg/m^3, et celui à densité de 4000 kg/m^3, pour rendre la densité de la boue égale jusqu'à 2000 kg/m^3. Cette limite est quelque peu conventionnelle du fait que les propriétés individuelles de l'alourdisseur peuvent la faire varier aussi bien en l'augmentant qu'en la diminuant.

§ 6. Traitement chimique des boues

Pendant le forage d'un puits la boue subit l'action de la température des roches, des particules des déblais, ainsi que des sels contenus dans les roches et les eaux de gisement. La variation des propriétés des boues (viscosité, coefficient de filtration, tension statique de cisaillement) est surtout influencée par la température et la minéralisation du milieu.

Les propriétés qualitatives des boues sont réglées par leur traitement aux agents chimiques. Leur stabilité devant la température et la minéralisation du milieu est déterminée par la composition et les propriétés des agents réducteurs de viscosité, de la tension limite de cisaillement et du coefficient de filtration. La condition nécessaire de la conservation de la qualité de la boue est son traitement aux

agents dont la caractéristique correspond aux conditions imposées par la taille.

Les agents chimiques prévus pour réduire la viscosité et la tension limite de cisaillement (diluants) forment quatre groupes suivant leur composition ;

1. Humates: agents alcalin carbonaté, humique oxydé, nitrohumique sulfoné, etc.

2. Dérivés de la lignine: nitrolignine, chlorolignine, lyoxyde, lignosulfonate de calcium, lignosulfonate de ferrochrome, oxyle, liqueur alcoolo-sulfitique condensée, liqueur alcoolo-sulfitique nitrurée, etc.

3. Tanins naturels et syntans (tanins synthétiques): extrait de quebracho, extrait de bois de châtaignier, polyphénols forestiers techniques, pécor, syntan-5, etc.

4. Phosphates complexes: hexamétaphosphate de sodium, pyrophosphate, phosphate trisodique, etc.

D'après la stabilité à la température les agents diluants peuvent être rangés dans la série suivante : humates > dérivés de la lignine > > tanins naturels et syntans > phosphates.

L'amélioration de la mobilité de la boue (diminution de sa viscosité) est assurée par addition des agents dénombrés qui réduisent la viscosité plastique (structurale) et la tension de cisaillement limite.

Aux réducteurs du coefficient de filtration on rapporte les polymères rangés en deux groupes qui diffèrent nettement suivant la nature et la structure.

1. Dérivés des polysaccharides: amidon, carboxyméthylcellulose, carboxyméthylhydroéthylcellulose, cellulose modifiée, etc.

2. Produits à base de polyacrylates: polyacrylonitrile (hypan, K-4), polyacrylamide hydrolysé, métas, M-14, etc.).

Les réducteurs du coefficient de filtration à base de polyacrylates sont plus résistants à la température que les dérivés des polysaccharides.

Parmi les adjuvants, prévus pour réduire le coefficient de filtration, il y a également une partie des agents caractérisés comme réducteurs de viscosité et de cisaillement (agent alcalin carbonaté, liqueur alcoolo-sulfitique condensée, quebracho, etc.). Il convient de retenir qu'il est difficile de délimiter nettement les agents diluants et réducteurs de perte d'eau. De nombreux agents peuvent servir aussi bien comme diluants que comme réducteurs du coefficient de filtration.

Les agents chimiques utilisés dans la pratique de forage pour contrôler la stabilité à la température des boues forment cinq classes (tableau 23).

La stabilité de l'agent à l'action thermique peut être améliorée en le combinant à d'autres substances. Ainsi, la stabilité thermique de l'agent alcalin carbonaté, du lignosulfonate de calcium et de la

Tableau 23

Agents chimiques réglant les propriétés des boues

Limite thermique de stabilité, °C	Agents	
	diluants	régulateurs de la perte d'eau
100	Phosphates	
130	Tanins naturels et syntans	Amidon, esters cellulosiques à degré de polymérisation égal à 300
160	Lignines oxydés, lignosulfonate de calcium	Esters cellulosiques à degré de polymérisation égal à 500 et plus
190	Humates *, liqueur alcoolo-sulfitique condensée *	Idem en combinaison avec antioxydants aminés ou phénoliques
220	Humates combinés à l'amidon *, lignosulfonates de ferrochrome *, oxyle *, liqueur alcoolo-sulfitique condensée-3 *	Produits à base de polyacrylates

* Servent également de réducteurs du coefficient de filtration.

nitrolignine croît avec l'addition des chromates. L'amélioration de la stabilité thermique des esters cellulosiques s'obtient en les combinant aux phénols et aux produits aminés (agent humique oxydé, agent nitrohumique sulfoné, triéthanolamine, etc.). L'augmentation de pH de la boue réduit quelque peu la destruction thermique des polymères.

D'après la stabilité à l'action agressive des sels (minéralisation) les diluants et réducteurs de la perte d'eau forment quatre groupes. Le premier inclut les agents instables aux sels, susceptibles de tenir à l'action du sodium lorsque sa teneur dans la phase liquide ne dépasse pas 3 %. Le deuxième groupe comprend les agents à stabilité limitée, dont l'action efficace sur la boue se conserve jusqu'à 5 ou 10 % de NaCl. Le troisième groupe est constitué par les agents résistants aux sels, lorsque la teneur des argiles en NaCl dépasse 10%. Le quatrième groupe résiste non seulement aux concentrations de

NaCl supérieures à 10 %, mais encore à l'action agressive des cations polyvalents (Ca et Mg) si leur teneur ne dépasse pas 0,2 %.

La distribution des agents les plus usités suivant leur résistance aux sels est présentée au tableau 24, alors que leur destination et les domaines de leur application, au tableau 25.

Tableau 24

Classification des agents suivant la tenue aux sels

Agents	Minéralisation, %			
	3	3 à 10	> 10	> 10 et < 0,2 cations de Ca et Mg
Diluants	Phosphates, tanins naturels, nitro et chlorolignines, humates *	Syntanes, sunil	Lignosulfonates *, nitrohumate sulfoné *	Lignosulfonates *
Réducteurs du coefficient de filtration	—	—	Amidon, dérivés de la cellulose, polyacrylates	Dérivés sulfonés et oxidés de la cellulose, polyacrylates sulfonés

* Servent également de réducteurs du coefficient de filtration.

§ 7. Confection des boues et leur épuration

Il existe deux modes de confection des boues. Le premier utilise les argiles présentes dans la coupe du puits à forer. Dans ce cas, une partie de l'argile passe dans le fluide de forage qui est dilué à l'eau et traité aux agents chimiques. La boue obtenue de cette façon est dite *naturelle*.

La méthode la plus usitée consiste à confectionner le volume nécessaire de la boue à partir de l'argile à blocaux ou de la poudre d'argile (tableau 26) directement à l'installation de forage à l'aide des dispositifs hydrauliques et mécaniques.

Jusqu'à ces derniers temps pour la préparation des boues on utilisait des mélangeurs mécaniques à deux arbres (fig. V.10). A cet effet, on y verse une certaine quantité d'eau et, après la mise en marche, on y jette par la trappe la quantité d'argile nécessaire et verse encore de l'eau de façon que son niveau se trouve légèrement plus haut que les palettes. Après 45 ou 60 mn, on vérifie la viscosité du fluide

Tableau 25

Agents chimiques du traitement des boues

Agent	Forme commerciale	Destination essentielle	Domaine d'application
Alcali carbonaté	Poudre	Réducteur du coefficient de filtration et diluant	$t°$ jusqu'à 200 °C ; NaCl jusqu'à 3% ; $CaCl_2$ jusqu'à 0,1 %
Liqueur alcoolo-sulfitique	Liquide ; densité 1,27 g/cm³ ; 40% de matière sèche	Diluant des solutions minéralisées	$t°$ jusqu'à 140 °C ; NaCl à saturation ; $CaCl_2$ à saturation
Liqueur alcoolo-sulfitique condensée	Poudre ou liquide ; 30% de matière principale ; densité 1,12 à 1,14 g/cm³	Réducteur du coefficient de filtration et diluant des solutions douces et minéralisées	$t°$ jusqu'à 200 °C ; NaCl à 5 ou 8% ; $CaCl_2$ à 2%
Lignosulfonate de ferrochrome	Poudre	*Idem* ; de plus, inhibiteur des argilites	$t°$ jusqu'à 200 °C ; NaCl jusqu'à 10% ; $CaCl_2$ jusqu'à 1200 mg/l
Oxyle	Liquide ; 25 à 27% de matière sèche	Diluant des solutions douces et minéralisées (à gypse)	$t°$ jusqu'à 200 °C ; NaCl à saturation; $CaCl_2$ jusqu'à 1200 mg/l
Carboxyméthylcellulose	Masse floconneuse ou coton à humidité de 11 ou 12%	Réducteur du coefficient de filtration des solutions douces et minéralisées	$t°$ jusqu'à 150 °C ; NaCl jusqu'à 10% ; $CaCl_2$ jusqu'à 2%
Amidon	Poudre	Réducteur du coefficient de filtration pour solutions à minéralisation élevée	$t°$ jusqu'à 130 °C ; NaCl à saturation ; $CaCl_2$ à saturation
Carbophène	Poudre	Réducteur du coefficient de filtration et diluant des solutions douces et minéralisées	$t°$ jusqu'à 150 °C ; NaCl jusqu'à 10% ; $CaCl_2$ jusqu'à 2%
Hypan	Liquide visqueux de 10% de concentration ; densité 1,05 g/cm³	Réducteur du coefficient de filtration des solutions douces et minéralisées	$t°$ jusqu'à 200 °C ; NaCl à saturation forme avec ions Ca^{2+}, Mg^{2+} des combinaisons insolubles

Variété de hypan (K-4)	*Idem*	*Idem*	*Idem*, mais $t°$ jusqu'à 120 °C
Metas	Poudre ou liquide de concentration de 5 ou 10% avec CaOH pour la relation 1 : 0,35 ; 1 : 0,5	*Idem*	*Idem*
Nitrolignine	Poudre (autoinflammable pendant longue conservation) utilisée sous forme de solutions alcalines à base d'eau de concentration de 5 ou 10%	Diluant des solutions douces et minéralisées	*Idem*
Sulfanol НП-3	Poudre ou solution aqueuse de 30 à 60%	Substance tensio-active	$t°$ jusqu'à 30 ou 40 °C ; minéralisation et température quelconques
Dissolvant, prévocell (agent tensio-actif non ionisable)	Liquide	Substance tensio-active	$t°$ égale à 30 ou 40 °C; minéralisation quelconque
Mélange de goudrons	Liquide visqueux	Adjuvant de graissage	$t°$ sans limite; NaCl jusqu'à 10% ; $CaCl_2$ jusqu'à 1%
Mélange de pétrolatum oxydé et de gas-oil	Idem	Idem	$t°$ sans limite; NaCl jusqu'à 5% ; $CaCl_2$ incompatible
Résidus de raffinage des huiles végétales (soapstock)	Pâte employée sous forme de solution de 10 ou 12% dans le gas-oil	Antimousse, adjuvant de graissage	$t°$ égale à 45 ou 80 °C ; NaCl jusqu'à 10% ; $CaCl_2$ jusqu'à 0,5%
Fusel	Liquide huileux	Antimousse	$t°$ égale à 120 °C ; minéralisation quelconque
Alcools gras supérieurs de fractions différentes	Liquide huileux, se fige aux températures basses; s'emploie sous forme de solution de 20% dans les produits pétroliers	Inhibiteurs de gonflement des terrains argileux dans les solutions douces et minéralisées	$t°$ égale à 90 ou 100 °C ; NaCl à saturation ; $CaCl_2$ jusqu'à 1000 mg/l

Tableau 26

Poudres d'argile produites en U.R.S.S.

Paramètres	Sortes				
	extra	I	II	III	IV
Densité du fluide de forage (pour une viscosité = 25 s sur BП-5), g/cm³	⩽ 1,04	⩽ 1,05	⩽ 1,07	⩽ 1,10	⩾ 1,10
Quantité produite de la boue par 1 t de poudre d'argile, m³	⩾ 15	⩾ 12	⩾ 9	⩾ 6	⩽ 6
Teneur en sable, %	⩽ 6	⩽ 6	⩽ 7	⩽ 7	⩽ 8
Humidité, %	6-8	6-8	6-8	6-8	6-8
Reste sur le tamis, % :					
n° 05	0	0	0	0	0
n° 0075	⩽ 10	⩽ 10	⩽ 10	⩽ 10	⩽ 10

et si elle correspond à la valeur prévue, on arrête le malaxeur et la boue toute prête est versée dans le bassin de réception. Ensuite, on reprend le cycle. Les malaxeurs mécaniques s'emploient également pour la confection des solutions des agents chimiques nécessaires pour le traitement des boues ; on les utilise donc de nos jours encore à une large échelle.

Pour préparer la boue à partir de l'argile pulvérulente, on utilise également des malaxeurs hydrauliques (fig. V.11). Ils se composent d'une trémie *1*, où l'on verse de l'argile en poudre, des chambres de mélange *4* à tuyère *5*, de la capacité de mélange *2*. Tous les éléments du malaxeur sont montés sur un châssis en forme de traîneau *3*. L'eau refoulée dans la chambre de mélange par la tuyère à grande vitesse (supérieure à 80 m/s) y crée un vide qui assure l'aspiration de l'argile à partir de la trémie. Là l'argile pulvérulente et l'eau se mélangent, et ce mélange arrive dans la capacité *2*, où il est soumis à un brassage supplémentaire. La boue de forage ainsi obtenue est refoulée dans le système de circulation, d'où elle est refoulée par les pompes dans le bassin d'aspiration ou dans le puits.

Le malaxeur hydraulique s'emploie également pour alourdir la boue. A cet effet, la boue est chargée dans la chambre de mélange, alors que l'alourdisseur arrive par la trémie.

L'inconvénient important des malaxeurs mécaniques et hydrauliques est qu'ils imposent du travail manuel pour charger les argiles et les alourdisseurs.

Actuellement, on utilise à une échelle toujours plus grande le bloc de confection de la boue (fig. V.12) à partir des argiles pulvérulentes, qui n'impose pas le travail manuel. Les matériaux pulvéru-

lents sont chargés dans la capacité *1* du bloc par air comprimé à travers la conduite de charge *2*. Au besoin l'argile pulvérulente est aérée à l'air comprimé dans le dispositif de chargement *3*. La poudre

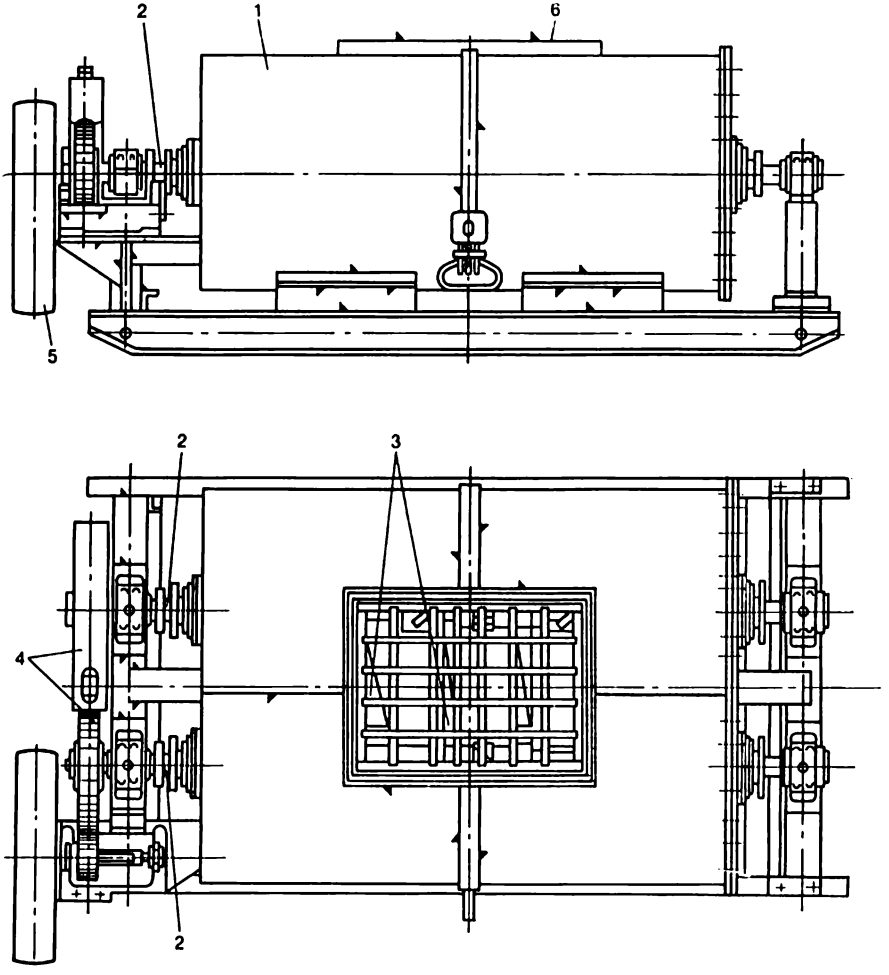


Fig. V.10. Malaxeur d'argile à deux arbres :
1 — capacité ovale ; *2* — arbres ; *3* — palettes ; *4* — pignons ; *5* — poulie ; *6* — trou de chargement

aérée est amenée par le flexible *4* dans le malaxeur *5*, où elle est mélangée à l'eau. Le fluide ainsi obtenu est canalisé dans le système de circulation, où au besoin il subit le traitement chimique et l'alourdissage. La capacité du bloc est munie d'une soupape de sûreté

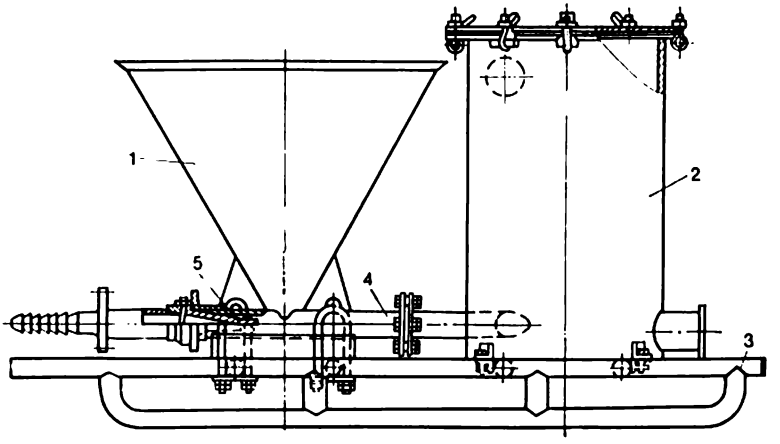


Fig. V.11. Malaxeur hydraulique

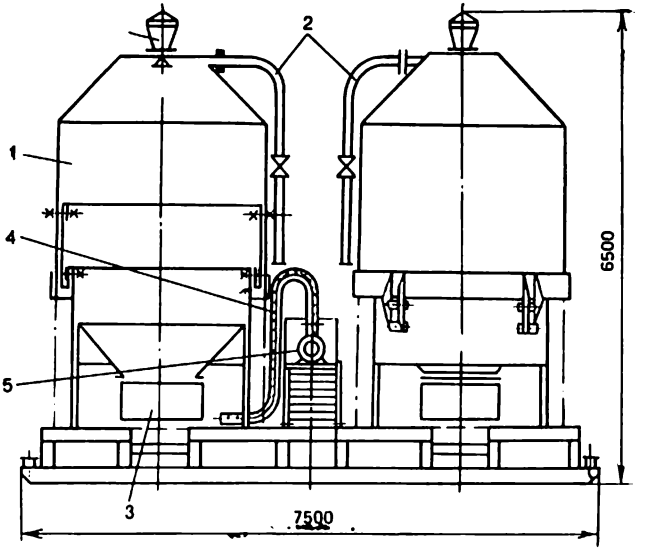


Fig. V.12. Bloc de confection de la boue (БПР)

constituée par le filtre *6*, pour réduire à l'intérieur la pression à sa valeur admissible.

Le bloc compte deux réservoirs de 20 m³ chacun, sa productivité de la boue est de 30 à 60 m³/h,la vitesse de la charge de la poudre à partir du réservoir peut atteindre 1 t/mn. Le bloc peut s'employer également pour alourdir le fluide. Dans ce cas, les réservoirs sont

remplis d'alourdisseur, alors que la boue est refoulée dans le malaxeur hydraulique.

Pour confectionner des boues plus stables à l'action des sels, on emploie une argile résistante spéciale.

Epuration de la boue

A la sortie du puits la boue est chargée de déblais produits par le forage et les éboulements. Les recherches et l'expérience montrent que plus la teneur du fluide en phase solide est grande, plus l'avancement par outil est petit, et la durée de l'exécution du trou est grande. Une bonne épuration de la boue contribue également à réduire le débit des matériaux absorbés par le réglage des propriétés. Le fluide de forage doit donc être épuré non seulement des particules de la roche forée et éboulée, mais encore, en général, de l'excédent de la phase solide.

Il existe deux méthodes d'épuration, la méthode gravifique et mécanique. La première consiste en dépôts des particules solides dans le courant de la boue qui se déplace à faible vitesse (épuration du fluide dans les rigoles et bassins de décantation). Cette méthode

Tableau 27

Domaine d'application des installations d'épuration des boues

Terrains forés	Densité de la boue, g/cm³	Dispositif d'épuration			
		tamis vibrant	séparateur de sable à hydrocyclone	séparateur de vase à hydrocyclone	centrifugeuse pour élimination de l'excédent d'argile des boues alourdies
Grès, calcaires, dolomies	< 1,2	+	+	+	—
	1,2 à 1,5	+	—	—	—
	> 1,5	+	—	—	—
Grès, calcaires, dolomies à intercalations des argiles, argilites, marnes, aleurolites	< 1,2	+	+	+	—
	1,2 à 1,5	+	—	—	—
	> 1,5	+	—	—	+
Argiles, argilites, aleurolites	< 1,2	+	+	+	—
	1,2 à 1,5	+	—	—	—
	> 1,5	+	—	—	+
Sel gemme	< 1,2	+	+	+	—
	1,2 à 1,5	+	—	—	—
	> 1,5	+	—	—	—
Sel gemme à intercalations des roches terrigènes, bichofite; halite à intercalations de bichofite	< 1,2	+	+	+	—
	1,2 à 1,5	+	—	—	—
	> 1,5	+	—	—	+

permet d'éliminer seulement les grosses particules qui ont le temps de se déposer sur le fond.

Actuellement, on recourt largement à la méthode mécanique par tamis vibrants, hydrocyclones et centrifugeuses.

Suivant le type des terrains forés et de la densité de la boue, on emploie pour son épuration un ensemble défini de dispositifs (tableau 27).

Aux Etats-Unis, il existe une classification des particules de la phase solide en fonction des dimensions avec indication des dispositifs qu'il faut utiliser pour épurer le fluide (tableau 28).

Tableau 28

Classification des particules de la phase solide

Catégorie des particules suivant la dimension	Dimension, μ	Dispositif d'élimination des particules à partir de la boue de forage
A gros grains	⩾ 2000	Tamis vibrant
Intermédiaires	250-2000	Tamis vibrant
Moyennes	74-250	Séparateur de sable à hydrocyclone
Fines	44-74	Séparateur de vase à hydrocyclone
Superfines	2-44	Centrifugeuse
Colloïdales	< 2	Centrifugeuse (dilution à l'eau)

Tamis vibrants. La première étape de l'épuration des boues est assurée par les tamis vibrants (fig. V.13), élément essentiel et obligatoire de tout ensemble d'épuration (cf. tableau 27). En l'absence de

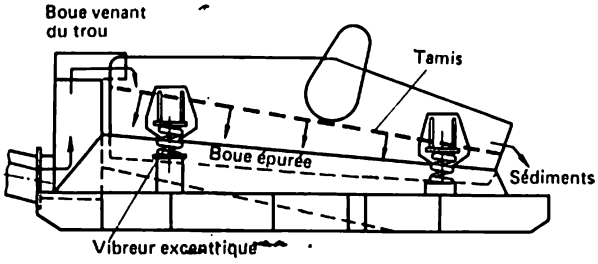


Fig. V.13. Schéma du tamis vibrant

tamis vibrant les autres dispositifs seront surchargés de sédiments et leur fonctionnement cessera d'être efficace. Pour les boues alourdies, le tamis vibrant est le seul moyen d'éliminer les déblais.

Dans le système de circulation les tamis vibrants sont placés les premiers à partir de la tête de puits et le plus près possible de cette tête.

Le principe de fonctionnement de tous les tamis vibrants est le même, ils ne se distinguent que par la construction. Plus les mailles du tamis sont fines, plus la quantité de déblais éliminés du fluide est grande. En même temps, le débit assuré par les tamis diminue et leur nombre doit être augmenté. Le mieux est d'utiliser un tamis à mailles carrées qui retiennent 100 % des particules dont les dimensions sont commensurables avec celles des mailles, et 25 % de particules plus petites. Les mailles rectangulaires laissent passer 8 % de particules planes dont les dimensions suivant les faces sont supérieures à celles de la maille. La durée de service d'un tamis dépend de sa fixation et de sa tension qui doit être uniforme et ne présenter aucun mou, aucune flèche locale.

Epuration des boues non alourdies par hydrocyclones. Un hydrocyclone (fig. V.14) se compose de cylindre *1*, de tubulure d'entrée *5*, de cône *3*, de tube de vidange *2* et de dispositif de réglage à duse *4*. La boue sous une pression excédentaire de 0,2 à 0,3 MPa arrive par la tubulure *5* dans le cylindre *1*, où elle est entraînée en rotation. Sous l'action de la force centrifuge les particules de la roche sont rejetées sur la paroi et glissent vers la duse, alors que la boue épurée arrive par le tube de vidange dans le système de circulation de l'installation de forage.

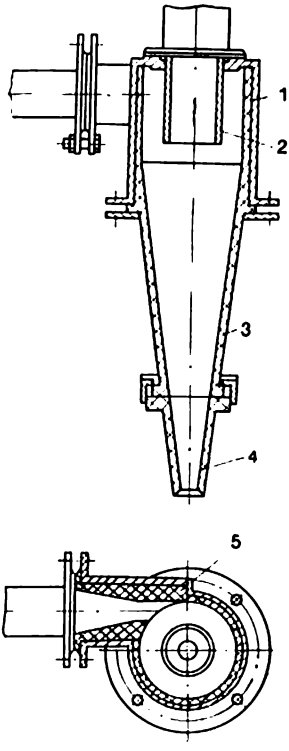


Fig. V.14. Hydrocyclone

Les appareils susceptibles de chasser de la boue les particules des déblais plus grosses que 70 μ s'appellent séparateurs de sable à hydrocyclone. Le diamètre de leur partie cylindrique atteint 150 mm et plus. Certaines installations d'épuration comptent quatre hydrocyclones de 150 mm de diamètre (débit par cyclone 15 l/s), alors que d'autres systèmes n'en possèdent qu'un hydrocyclone de 400 mm de diamètre (débit 55 l/s). Les séparateurs de vase à hydrocyclone sont de 80 à 100 mm de diamètre. Le régime de travail des hydrocyclones est réglé en changeant le diamètre de l'ouverture de la duse par laquelle s'échappe le sable (la vase). En diminuant ce diamètre, on obtient une masse plus deshydratée de particules solides ; pourtant, une partie des particules solides parvient jusqu'au système de circulation. La densité de la masse sortante de la duse doit être pour le séparateur de sable de 1,5 à 1,8 g/cm^3, et pour le

séparateur de vase, de 0,35 à 0,50 g/cm³ supérieure à la densité du fluide épuré.

Instalations pour éliminer l'excédent d'argile à partir des boues alourdies. La diminution de la teneur en argile d'une boue alourdie peut s'obtenir en la diluant à l'eau et assurant ensuite ses alourdissement et traitement chimique. Mais cette méthode n'est pas économique, le débit des agents et de l'alourdisseur onéreux augmente brusquement, tout comme le temps nécessaire pour régler les propriétés de la boue.

De nos jours, cette opération est réalisée par un mode mécanique. A sa base il y a le principe de séparation des particules d'argile et de l'alourdisseur dans des appareils à centrifugeuses (hydrocyclones, centrifugeuses, séparateurs).

§ 8. Autres types de fluides de forage

L'*eau* comme fluide de forage s'emploie pour les puits dont la coupe se compose de terrains tenaces stables. Le terme de l'« eau » est alors adopté par convention, du fait que dans le processus de forage il se forme une suspension aqueuse des particules finement dispersées des déblais, qui sert justement de fluide de forage.

Dans le cas de roches tenaces, aucun besoin n'est de renforcer les parois du trou par l'argile ; il s'ensuit qu'il n'est plus besoin de former à partir du fluide le cake. Le maintien en suspension dans l'eau des fragments de la roche n'a donc pas lieu ; ceci fait qu'après le forage le puits est lavé pour remplacer le fluide dans l'espace annulaire tubage-parois.

L'emploi de l'eau comme fluide de forage augmente la vitesse de la destruction de la roche sous l'effet d'une pression plus faible sur les terrains que dans le cas de la boue argileuse, et réduit plus intensément la résistance de la roche sous l'action de l'eau pénétrant dans les microfissures.

Les couches productives (pétrole et gaz) ne sont donc pas forées en utilisant de l'eau, du fait que celle-ci pénètre dans les pores et les canaux de la couche et rend plus difficile la complétion ultérieure du trou (l'obtention de la venue du pétrole et du gaz à partir des couches).

Boues émulsionnées. L'émulsionnement des boues de forage est l'un des modes améliorant leurs propriétés. Les boues émulsionnées existent sous deux formes, hydrophile et hydrophobe.

Dans une émulsion hydrophile ou de I-ère espèce, les gouttelettes d'huile ou des produits pétroliers sont réparties uniformément sous la forme de phase dispersée dans l'eau (milieu dispersif). Les fluides sont alors dits *à huile émulsionnée.*

L'émulsion hydrophobe ou de II-e espèce (dite généralement in-

versée) est celle, où l'huile et les produits pétroliers forment le milieu dispersif, alors que l'eau constitue la phase dispersée.

Pour obtenir une boue à l'huile émulsionnée, on introduit dans le fluide à argile traité aux agents chimiques de 5 à 20 ou 25 % de pétrole brut. Les agents chimiques réducteurs de la viscosité et du coefficient de filtration servent d'émulsifiants assurant le fractionnement du pétrole en gouttelettes infimes qui se répartissent uniformément dans le volume du fluide. Les boues de cette sorte s'emploient largement pour l'exécution des puits pratiquement dans n'importe quelles conditions.

Les boues de forage inversées s'obtiennent seulement en additionnant des émulsifiants spéciaux. Un émulsifiant est un agent chimique composé, dont une partie de la molécule est facilement soluble dans l'eau, et l'autre, dans le produit pétrolier. Ceci fait que les gouttes de l'eau et du produit pétrolier ne fusionnent pas, chacune d'elles étant entourée d'une fine pellicule résistante. Comme phase dispersée des boues inversées on emploie le gas-oil. De tels fluides contiennent jusqu'à 65 ou 70 % d'eau. Les boues inversées s'emploient pour forer dans des dépôts salins, les sels à intercalations des dépôts terrigènes et pour forer les couches pétrolifères et gazéifères.

Les *boues à l'huile* sont prévues pour le forage des terrains inconsistants, par exemple des sels à intercalations des dépôts terrigènes, et pour le forage des couches productives. On utilise surtout les boues à la chaux et au bitume qui comportent dans leur composition le gas-oil, le bitume à haut degré d'oxydation, la chaux vive très active, l'agent tensio-actif stabilisant et une petite quantité d'eau.

La relation entre les constituants des boues à la chaux et au bitume varie à peu près dans les limites suivantes: gas-oil, 40 à 60 % ; bitume à la température de ramolissement, de 135 à 150 °C, 12 à 25 % ; chaux vive à activité non inférieure à 70 %, 12 à 30 % ; eau, de 0 à 10 % ; agents tensio-actifs (sels à sulfate de sodium), de 1 à 5 %.

La densité des boues à la chaux et au bitume peut être réglée dans de larges limites (de 0,9 à 2,25 g/cm^3) par leur alourdissement à la barytine.

La confection de ces boues présente certaines difficultés. A la température ambiante le bitume oxydé se dissout mal dans le gas-oil ; il faut donc le chauffer jusqu'à 80 °C. Le prix de 1 m^3 de la boue à la chaux et au bitume est plus élevé que celui de 1 m^3 de boue à argile ; il faut donc varier son utilisation de façon à obtenir un effet économique susceptible de couvrir les frais de sa confection.

Les *boues émulsionnées à l'air* s'emploient pour le forage des couches dont la pression est inférieure à la pression hydrostatique. Leur densité se ramène à 1000 kg/m^3 et encore moins. Elle est réduite en saturant la boue en gaz (air, gaz naturel, gaz d'échappement). Pour

une meilleure dispersion des bulles d'air on ajoute au fluide des agents tensio-actifs.

Pour parer à la corrosion des tubes et d'autre matériel, qui croît brusquement avec l'utilisation des boues émulsionnées à l'air, il faut maintenir pH du milieu liquide au-dessus de 10, en introduisant un inhibiteur sous la forme de l'hydroxyde de calcium.

Agents gazeux. Le forage au gaz est appliqué dans le cas des terrains à pression de formation inférieure à la pression hydrostatique et en l'absence dans la coupe de couches aquifères (coupe sèche). L'agent gazeux, refoulé dans le puits, assure un bon balayage de la taille des fragments de déblais et contribue à l'obtention des indices plus élevés que dans le cas des boues liquides.

Le forage au gaz impose l'utilisation d'un équipement approprié (compresseurs, obturateurs rotatifs, etc.).

Chapitre VI

INCIDENTS DE FORAGE

Par incidents de forage on entend la manifestation des phénomènes qui rendent impossible la réalisation du processus d'approfondissement normal. On n'y rapporte pas les ruptures de l'outil, des éléments du train de sonde et du matériel de surface, ainsi que les coincements du trépan.

Voici les incidents les plus fréquents:

1) absorption de la boue;
2) éboulements et écroulements des terrains;
3) rétrécissements des trous de sonde;
4) infiltrations de l'huile, du gaz, de l'eau;
5) griffons et infiltrations entre les colonnes.

Les incidents dont un puits est le siège imposent pour leur élimination un temps, des ressources matérielles et techniques, de la main-d'œuvre et contribuent ainsi à faire pousser le prix de revient de 1 m d'avancement. C'est pourquoi l'étude des causes qui les provoquent, la recherche des mesures permettant leur prévention et liquidation efficaces attirent tant l'attention des organismes responsables de la production et de la recherche dans ce domaine.

§ 1. Absorption de la boue

Ce type d'incidents est non seulement le plus fréquent, mais aussi l'un des plus pénibles. On appelle absorption le processus d'infiltration de la boue à partir du trou dans la couche, ce qui ré-

duit naturellement le volume de la boue dans le système de circulation. La couche absorbe la boue à la seule condition que la pression de la colonne du fluide est supérieure à celle de l'horizon dont la perméabilité est assez élevée. L'absorption de la boue peut être également due à la fracturation hydraulique de la couche, c'est-à-dire à la formation dans la couche de fissures artificielles sous l'action de la pression excessive de la colonne de boue alourdie.

Généralement, cette absorption est localisée dans les horizons des terrains fissurés et caverneux. Les vides des fissures et des cavernes sont remplis d'habitude des eaux de gisement.

Il est établi que les fissures sont très fréquentes dans la croûte terrestre. Les mouvements tectoniques de celle-ci produisent dans la couche des fissures de rupture, de cisaillement et de compression. Les plus dangereuses du point de vue de l'absorption sont les fissures de rupture qui forment des canaux de sections importantes.

Les absorptions les plus difficiles à éliminer sont celles qui sont engendrées par le forage des roches très fissurées, parfois en présence des vides de karst, des calcaires, des dolomies, des roches carbonatées. La plupart de ces dernières présentent ce qu'on appelle une « porosité secondaire » résultant de la circulation dans les fissures primaires des eaux de gisement enrichies de gaz carbonique. Dans ces conditions, les roches carbonatées se dissolvent, la section des fissures augmente et il se forme parfois des cavernes et des karsts. Les fissures et les cavernes sont également élargies par le processus de dolomitisation des calcaires, qui est une substitution complète ou partielle dans les calcaires du calcium par le magnésium. La formation de la dolomie $MgCO_3$ au lieu de calcaire $CaCO_3$ entraîne une diminution de 12 % environ du volume de la matière, ce qui est à l'origine de nombreuses fissures facilitant la circulation de l'eau dans la couche.

Si l'on retient que les terrains traversés par le puits absorbent la boue seulement lorsque la pression de la colonne de fluide est supérieure à celle de gisement et en présence des roches à perméabilité assez élevée, l'absorption amorcée peut être arrêtée de deux façons: la première consiste à diminuer la densité de la boue, c'est-à-dire la pression exercée par sa colonne; la deuxième, à diminuer artificiellement la perméabilité de la zone voisine du fond, ce qui rend plus difficile ou interdit complètement la pénétration de la boue dans la couche.

Le premier mode est appliqué généralement dans les régions où les boues employées sont à densité différente, et le deuxième, où le nettoyage des trous se fait à l'eau industrielle.

Pour diminuer la perméabilité au voisinage du fond, on ajoute à la boue une solution de charges inertes qui en pénétrant dans les fissures et les canaux obture les voies par lesquelles les fluides s'échappent dans la couche, ou on refoule dans les canaux, par lesquels la

boue s'échappe, une solution de mélanges de colmatage. Le choix du mode assurant la diminution de la perméabilité au voisinage du fond dépend de l'intensité de l'absorption de la boue par la couche. Généralement, cette intensité est évaluée d'après le volume (en m^3) de la boue s'échappant dans la couche en 1 h, c'est-à-dire en m^3/h.

Actuellement, on distingue trois valeurs de cette intensité: 1) faible (jusqu'à 10 ou 15 m^3/h); 2) moyenne (jusqu'à 40 ou 60 m^3/h) et 3) élevée (plus de 60 m^3/h).

Parmi les absorptions intenses on dégage ce qu'on appelle les « absorptions catastrophiques » auxquelles on rapporte celles qu'il est impossible de liquider par les moyens usuels. Les horizons présentant de telles absorptions sont généralement protégés par un tubage.

Les absorptions de faible densité sont éliminées en introduisant dans la boue des charges sous la forme de mica clivé, de caoutchouc émietté (fragments de 1 à 5 mm), de caoutchouc à dispersion aqueuse, en refoulant dans la couche une solution de gomme, etc.

Les absorptions d'intensité moyenne sont arrêtées en refoulant dans la couche des mélanges de charges à prise rapide. Ces mélanges se composent de deux ciments de composition minérale et chimique différente, par exemple, les ciments de colmatage, alumineux et portland. Il convient d'insister sur le fait que la partie constitutive obligatoire d'un tel mélange, quelle que soit sa composition, est le ciment alumineux dont la teneur différente dans le mélange permet de régler les délais de prise (tableau 29).

Tableau 29

Délais de prise de différents mélanges de ciment

Teneur du ciment dans le mélange en %		Délais de la prise, mn		Durée, mn
de colmatage	alumineux	début	fin	
100	0	160	320	160
90	10	20	40	20
80	20	9	10	1
70	30	7,5	8,5	1
60	40	4	4,8	0,8
50	50	3	3,6	0,6

Comme charges on utilise les fibres de cord (charge la plus usitée), le caoutchouc émietté à fragments de 5 à 8 mm et plusieurs autres matériaux.

Le volume du mélange à prise rapide est retenu en partant de l'analyse des données de production pour chaque champ concret sur l'arrêt des absorptions par son injection dans les couches. Tous les

mélanges de colmatage après leur préparation sont refoulés dans la couche absorbante par l'unité de cimentation (une ou plusieurs) à travers le train de sonde descendu dans le puits jusqu'au toit de la couche, avec l'extrémité ouverte et le packer monté. A l'aide de ce packer, on bouche l'espace parois-tubage et chasse le mélange à prise rapide dans la couche. Ensuite, on dégage le packer pour remonter le train de sonde jusqu'à la position où son extrémité inférieure se trouve plus haut que le point de la mise en place du packer, pour parer au danger de blocage des tubes par la prise du mélange. On laisse le puits au repos pour le temps nécessaire à la prise, puis le puits est mis sous pression pour forer une chemise de ciment et mettre de nouveau le puits sous une pression définie ; alors, si la boue n'est plus absorbée, on reprend le forage.

L'absorption intense par une seule couche absorbante est éliminée en refoulant dans la couche un « bouchon tendre » constitué de charge, avec chasse ultérieure dans la couche de la pâte de colmatage. Le volume du « bouchon tendre » varie ordinairement de 20 à 40 m³. On l'obtient en mélangeant une boue à argile ou émulsionnée épaisse (90 à 94 % d'eau, 5 à 9 % de gas-oil, 1 % d'émulsifiant) au plus grand volume possible de charge.

Comme charge on utilise le caoutchouc fractionné, les déchets de gomme vulcanisés (charge élastique à plaques, charge à tissu caoutchouté).

Les fragments de caoutchouc de 10, 15 et 25 mm sont prévus pour l'élimination de l'absorption dans un terrain à grosses fissures.

La charge élastique à plaques sert pour isoler les grosses fissures ; elle est constituée de plaquettes de déchets des articles techniques en caoutchouc, dont les dimensions maximales vont de 75 à 80 mm.

Les déchets de gomme vulcanisés et les tissus caoutchoutés assurent l'isolation des fissures moyennes (fragments allant jusqu'à 30 mm).

Pour transformer une absorption catastrophique en une absorption intense, on emploie des mélanges de colmatage d'un pouvoir bouchant élevé. C'est le cas, par exemple, de la solution de colmatage à perte d'eau élevée. Son fort pouvoir bouchant s'obtient par précipitation dans la solution de la phase solide, y compris de la charge, assurée par les floculants. Cette solution est confectionnée en mélangeant le coulis de ciment à densité basse (1,4 à 1,5 g/cm³) à la boue alourdie ou à la boue à l'argile contenant une charge. Le mélange d'argile et le coulis de ciment sont brassés dans des proportions volumiques suivantes : 0,5 ou 2,0 par rapport à 1,0. Les additions des floculants sont infimes ; par exemple, l'addition de polyacrylamide n'est que de 50 g par 1 m³ de mélange. L'utilisation des floculants est une tendance très prometteuse dans le domaine de l'isolation des absorptions. Il faut les employer dans tous les cas où l'on recourt aux mélanges de ciment et d'argile.

Pour arrêter les absorptions, on utilise le mélange de colmatage à réseau spatial obtenu par addition au coulis de ciment ou au coulis de ciment et d'argile de polymères liquides, par exemple, des gommes se solidifiant au contact de la solution aqueuse de calcium chloruré. A cet effet, on emploie des gommes à concentration élevée de matière sèche (50 à 60 %). Comme polymères liquides on peut utiliser le métas, le hypan et le polyacrylamide qui coagulent sous l'action des solutions aqueuses de calcium chloruré. On peut également employer des gommes à concentration faible, contenant 25 à 30 % de matière sèche.

Pour isoler une absorption catastrophique, il existe des dispositifs spéciaux. Dans les cas les plus pénibles, l'horizon est protégé par un tubage. Pour isoler une absorption intense, on utilise des intercepteurs à profil spéciaux. Un intercepteur est constitué d'un tube ondulé longitudinalement à parois minces (3 à 4 mm) descendu dans le trou jusqu'à l'horizon requis. Sous l'action de la pression interne en excès de 5 à 6 MPa, la section du tube prend une forme circulaire et le tube adhère fortement aux parois du trou en isolant ainsi les canaux absorbants.

Le problème de la lutte contre les absorptions n'est pas résolu dans toute la mesure ; aussi, l'extension de la liste des charges, de nouveaux mélanges de colmatage efficaces et d'autres moyens peut-elle réduire sensiblement le temps et le volume de ressources nécessaires pour éliminer les absorptions.

§ 2. Eboulements et écroulements des roches

Ils sont dus à la perte de stabilité sous l'action de divers facteurs. Les éboulements ont lieu généralement lorsque la série des couches forées est comprimée par des processus tectoniques (failles directes, inverses, etc.). Le filtrat de la boue pénétrant à travers les fissures et les canaux dans l'assise de telles roches, affaiblit la cohésion entre les particules et agrégats qui s'écroulent ensuite dans le trou de sonde.

Les éboulements se manifestent également dans les forages des argiles feuilletées et autres terrains à couches fines fissurées. Le mécanisme de la formation des écroulements est analogue à celui des éboulements.

Les indices caractéristiques des horizons où les puits subissent un éboulement ou un écroulement sont : la présence dans la boue à la sortie au jour des fragments de déblais ; la croissance importante de la viscosité de la boue ; la pression accrue des boues à la sortie des pompes ; les coinçages (croissance de brève durée de la charge au crochet) lors de la remontée du train de sonde ; la présence dans le trou des bouchons constitués de déblais éboulés et écroulés, qui lors de la descente du trépan imposent le reforage du puits.

Les éboulements des roches font que le diamètre du trou augmente par rapport à sa valeur nominale qui correspond à celle de l'outil. L'existence dans le puits des horizons à diamètres accrus est établie d'après la diagraphie fournie par un appareil spécial, le diamétreur.

L'allure caverneuse des trous de sonde augmente, généralement, avec le temps (fig. VI.1).

La valeur de l'éboulement est évaluée par le coefficient de formation des cavernes

$$K = V_r/V_t, \qquad \text{(VI.1)}$$

où V_r est le volume réel du puits suivant l'horizon subissant l'éboulement, m³ ; V_t, son volume théorique, m³.

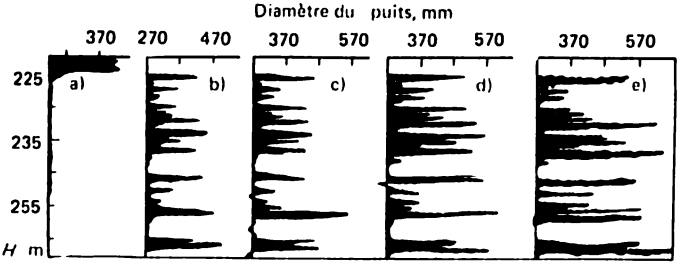


Fig. VI.1. Diagraphie de diamétreur de la suite d'Oufa du puits 4807 du gisement de pétrole de Romachkinsk:
a — 4 h après le décapage ; *b* — *idem* après 127 h ; *c* — après 181 h ; *d* — après 214 h ; *e* — après 454 h

En l'absence des éboulements, $K \approx 1$, en leur présence, $K > 1$ et dans le cas du rétrécissement du trou, $K < 1$.

Toutes les roches argileuses, y compris les argiloschistes, sont susceptibles d'éboulements. Pour les prévenir et les éliminer, tout comme dans le cas des écroulements, il faut prendre les mesures suivantes :

1) augmenter la densité et réduire le coefficient de filtration de la boue ;

2) employer des fluides de forage inhibés qui exercent sur les roches une action solidifiante, par exemple, les boues à calcium chloruré, à potassium, aluminisées ;

3) accélérer le processus de forage pour réduire le temps de l'action exercée par la boue sur les roches susceptibles d'éboulements ;

4) utiliser une construction rationnelle du puits assurant l'isolation des roches susceptibles d'éboulement ;

5) pour le forage des dépôts salins et terrigènes alternants, employer des boues à base des hydrocarbures que sont les émulsions inversées et les boues à la chaux et au bitume.

§ 3. Rétrécissement des puits. Formation des canaux

Le rétrécissement des trous résulte du fluage des couches plastiques (sels et argiles) sous l'action de la pression de gisement, ainsi que par suite du gonflement des roches sous l'action du filtrat de la boue et le collage aux roches perméables du cake d'argile épais.

Les rétrécissements font croître la pression à la sortie des pompes lors du nettoyage du trou, alors que le détachement d'un cake épais de la paroi du puits rend possible l'obturation de l'espace annulaire parois-tubage et l'arrêt de la circulation de la boue, ainsi que d'autres incidents.

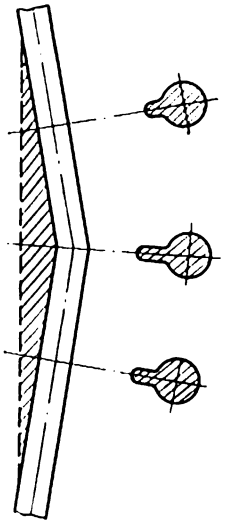


Fig. VI.2. Schéma de la taille des canaux

La prévention du rétrécissement des puits est basée sur l'utilisation d'une boue de densité requise à petit coefficient de filtration et le refoulement accru du fluide dans le puits. Pour éliminer le rétrécissement le trou doit être reforé.

Dans les horizons d'un sondage tortu (il n'existe pas de sondages parfaitement verticaux), où le trou présente des incurvations, le train de sonde est serré à la paroi avec une force définie. Au cours des manœuvres remontée et descente, sous l'action de ces forces, les joints des tiges creusent dans la roche des canaux dont la largeur correspond au diamètre du joint (fig. VI.2). La longueur de ces canaux dépend de la dureté du terrain et de la valeur de l'inflexion et peut atteindre des dizaines de mètres. Lors de la remontée du train de sonde les masses-tiges qui arrivent à la hauteur de ces canaux sont coincées, leur diamètre étant égal à celui des joints. En présence des canaux (on l'établit d'après les données du diamétreur à quatre leviers) la remontée du train de sonde doit marcher suivant une allure ralentie pour rendre impossible un coinçage important. Dans le cas du coinçage, les tiges doivent être repoussées en bas. Les canaux sont liquidés par reforage du trou dans les horizons qui en comportent.

§ 4. Infiltrations de gaz, de pétrole et d'eau

Dans la pratique du forage des puits ces infiltrations sont très fréquentes. Leur manifestation est trahie par la pénétration du gaz, de l'huile ou de l'eau de gisement dans le trou. Il arrive que ces in-

filtrations se transforment en éruptions qui provoquent non seulement la perte de gaz, de l'huile, ou de l'énergie de gisement, mais aussi la pollution de l'environnement.

Le pétrole, le gaz et l'eau en provenance de la couche modifient les propriétés du fluide de forage (densité, viscosité, tension statique de cisaillement, etc.); il s'ensuit que l'apport des fluides de gisement (pétrole, gaz, eau) peut se renforcer et ceci jusqu'à une échelle catastrophique. On entreprend donc toujours toutes les mesures possibles pour parer aux incidents de cette sorte.

La cause la plus sérieuse de l'infiltration est la chute de pression dans le puits au-dessous de sa valeur de gisement. Cette chute résulte de la diminution de la densité de la boue, de la baisse de son niveau dans le trou par suite de l'absorption ou lors de la remontée du train de sonde sans ajouter dans le trou du fluide. La pression dans le trou baisse également lorsque la remontée du train de sonde est réalisée à grande vitesse, alors que la présence des presse-étoupe sur le train de tiges et surtout sur le trépan contribue encore plus à cette chute.

La pression de la colonne de la boue est directement proportionnelle à sa hauteur et sa densité; leur diminution, donc, par exemple par suite de l'absorption du fluide, entraîne la diminution de la pression exercée sur les couches forées. Il s'ensuit que pour parer aux infiltrations de gaz, de l'huile et de l'eau, il faut interdire la baisse de la densité de la boue au-dessous de la valeur établie par la technologie, prévenir les absorptions du fluide provoquant la baisse de son niveau dans le trou et le pistonnage du puits sous l'effet de la remontée du train de tiges. Dès qu'on observe les premiers indices de pistonnage, par exemple, lorsqu'à la remontée du train de tiges la boue s'échappe dans la rigole, la remontée doit être arrêtée sur le champ. En reengageant la circulation de la boue, il faut laver le trou et faire tourner la colonne tant que ne cesse le phénomène de pistonnage.

Voici les indices de l'amorçage de l'infiltration de l'huile ou du gaz:

a) après la manœuvre remontée et descente nécessaire pour remplacer le trépan, sortie du puits d'un volume de boue saturé en pétrole et en gaz ou dilué à l'eau;

b) gaz montant dans le puits qui, lors de l'arrêt de la circulation, produit un effet d'« ébullition » du fluide;

c) déversement de la boue à partir du trou après l'arrêt de la circulation;

d) montée du niveau de fluide dans les bassins d'aspiration au cours du forage (compte tenu de l'addition du fluide pour le traitement chimique de la boue).

En présence de l'un de ces indices l'approfondissement doit être arrêté. Le débit de la boue est alors augmenté en poursuivant ainsi

deux buts: éliminer au plus vite du trou la boue saturée en fluides de gisement et créer une pression supplémentaire sur les couches d'infiltration en faisant croître les pertes de pression dans l'espace annulaire parois-tubage. Les portions de la boue diluée sont chassées du système de circulation en les remplaçant par du fluide frais à partir des bassins de réserve. Au besoin, le fluide de forage est alourdi. Pendant la lutte contre l'infiltration, on mesure en permanence la densité et la viscosité de la boue. Si malgré les mesures entreprises la pression continue à baisser, on ferme l'obturateur et, en poursuivant le lavage, on établit dans l'espace annulaire parois-tubage une pression excédentaire en la réglant à l'aide d'un joint fileté. Généralement, les mesures prises en temps opportun permettent de couper les infiltrations.

§ 5. Matériel antijet de la tête de puits

Pour parer aux infiltrations du gaz, de l'huile et de l'eau, on établit des obturateurs de sûreté qui sont des dispositifs antijet.

En U.R.S.S. il existe trois types d'installations d'obturation (tableau 30): I — à deux obturateurs et deux refoulements

Tableau 30

Nombre d'ensembles de chaque type d'installations d'obturation

n° de la position (fig. VI. 3)	Ensemble	Nombre dans l'installation du type		
		I	II	III
1	Obturateur universel	1	1	1
2	Obturateur à molettes	1	2	2
3	Verrouillage à commande hydraulique	2	2	4
4	Croisillon	1	1	2
5	Verrouillage à commande manuelle	6	7	10
6	Raccord rapide	2	2	4
7	Raccord réglable	1	2	2
8	Chambre de tamisage	1	1	1
9	Dispositif de commande hydraulique des obturateurs et des verrouillages	1	1	1

(fig. VI.3, *a*); II — à trois obturateurs et trois refoulements (fig. VI.3, *b*); III — à trois obturateurs et quatre refoulements (fig. VI.3, *c*).

L'installation d'obturation du I-er type permet de pousser la pression jusqu'à 12,5 MPa; elle s'emploie pour le forage des puits de production de pétrole et de gaz. L'installation du II-e type assure la pression jusqu'à 50 MPa; elle est prévue pour des puits de recher-

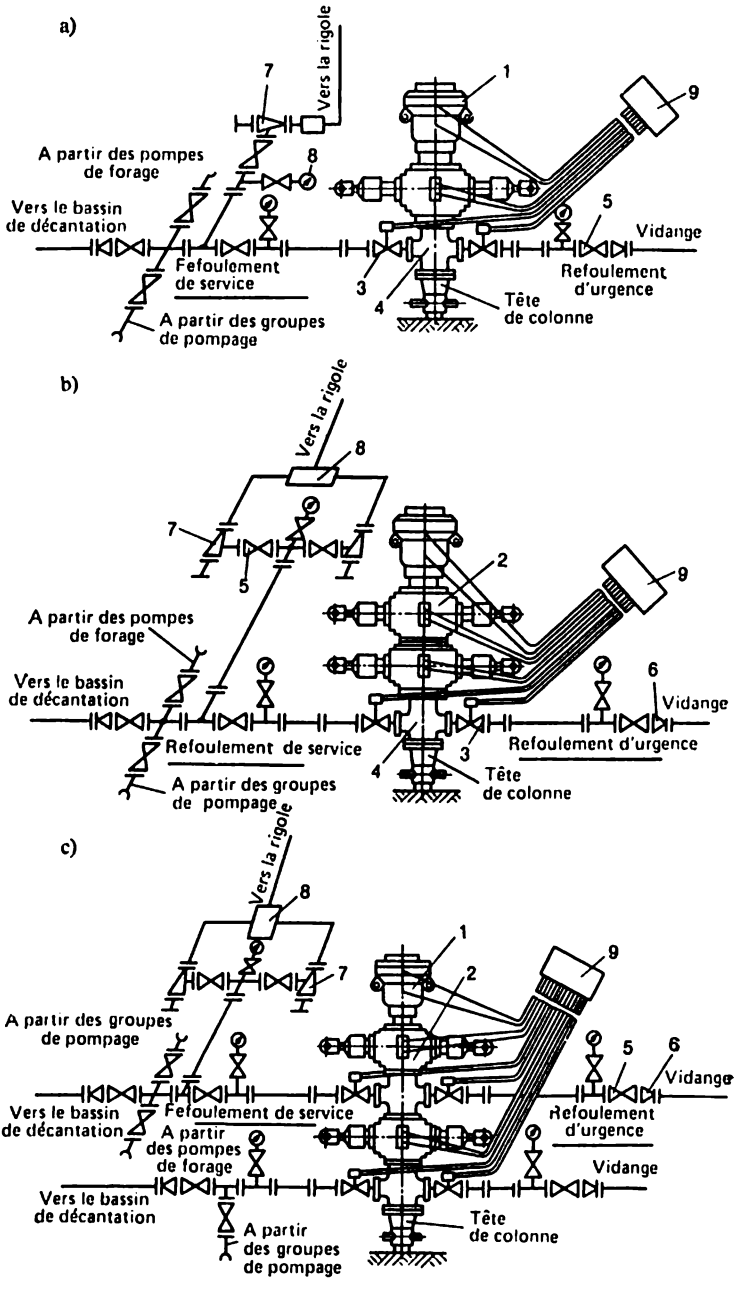


Fig. VI.3. Schémas des installations et des manifolds de l'équipement antijet

che et des puits de production profonds. Les installations du III-e type en assurant une pression jusqu'à 50 MPa sont utilisées lorsque le forage est réalisé avec des boues alourdies dans les puits dont les fluides de gisement possèdent des agents corrosifs que sont l'hydrogène sulfuré et le gaz carbonique.

L'obturateur universel rend possible l'hermétisation de la tête de puits aussi bien dans la zone d'un élément d'étanchéité des tiges de forage que sans ces éléments.

Les obturateurs à molettes sont prévus pour l'hermétisation de la tête de puits aussi bien en l'absence dans le puits du train de sonde qu'en sa présence. A cet effet, un tel obturateur peut recevoir soit des molettes d'obturation, soit des coins de retenue des tubes (fig. VI.4). Le jeu d'une installation antijet comportant un obturateur hydraulique universel susceptible d'assurer l'hermétisation d'un puits ouvert, ses obturateurs à molettes ne sont munis que de coins de retenue.

La tuyauterie d'une installation d'obturation est constituée, au droit de la tête, de manifolds spéciaux qui permettent de:

1) faire sortir du trou la boue et le gaz par deux lignes d'injection (de service et de sécurité);

2) assurer la circulation de la boue dans le trou, la pression étant réglée à la tête de puits;

3) injecter le fluide de forage dans l'espace annulaire train de sonde-tubage par les pompes ou les unités de cimentation.

Voici, par exemple, l'ordre de montage d'une installation d'obturation du troisième type. Après la descente du tubage, on établit sur la tête de puits la tête de colonne, sur sa bride vient se fixer le croisillon, l'obturateur à molettes et encore le croisillon, puis on fixe l'obturateur à molettes et l'obturateur hydraulique universel. Le matériel ainsi établi est lié par un manifold. Après l'établissement de la tuyauterie de l'installation d'obturation, on vérifie l'étanchéité de tous les joints par la mise sous pression à l'eau jusqu'à la valeur égale à celle de service.

Lorsque l'exécution des puits prévoit leur balayage à l'air ou au gaz, la tête de puits doit être hermétisée, afin de diriger le flux d'air (gaz) porteur des déblais dans une direction ne présentant aucun danger. A cet effet, on utilise des obturateurs rotatifs.

Pour prévenir une éruption, il importe d'observer la succession définie de la fermeture des obturateurs. Cette opération peut se faire suivant l'une des deux variantes:

1. En présence d'un écoulement intense de la boue, qui alterne avec son jaillissement, ou ferme d'abord l'obturateur universel, puis, l'obturateur inférieur. S'il n'y a pas d'obturateur universel, on ferme d'abord l'obturateur inférieur, alors que l'obturateur supérieur est mis en réserve.

2. Dans tous les autres cas (écoulement faible de la boue, dimi-

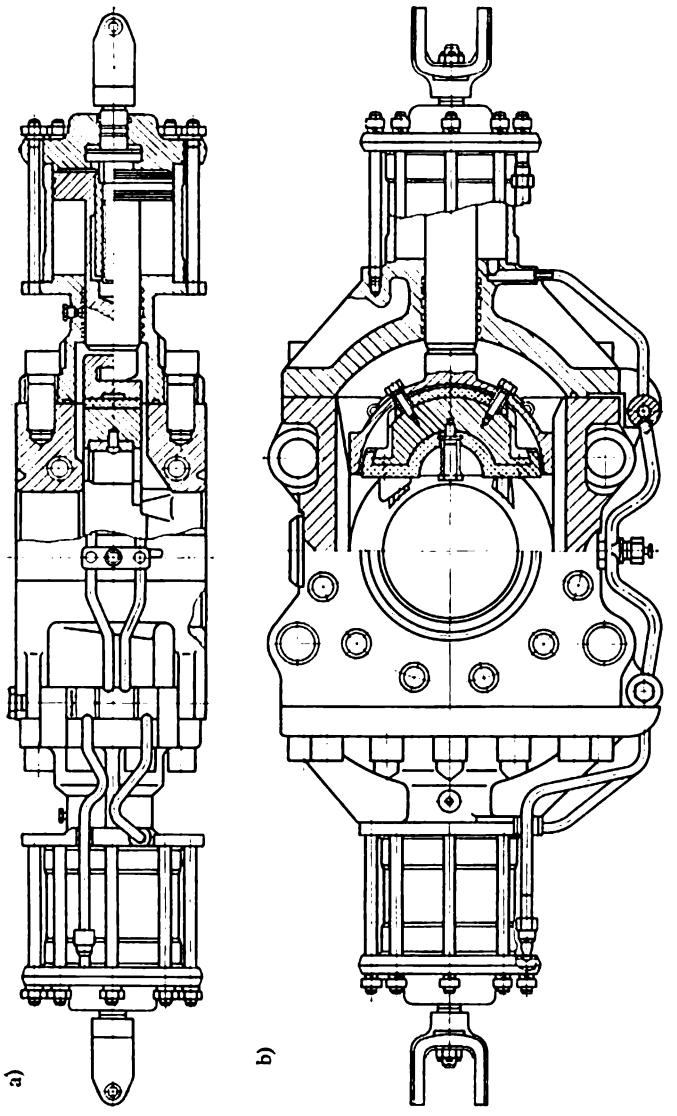


Fig. VI.4. Obturateur à molettes:
a — vue de côté; *b* — vue en plan

nution brusque de sa densité, absorption du fluide et baisse de son niveau dans le trou, etc.), on ferme l'obturateur à molettes supérieur, alors que les autres obturateurs (inférieur et universel) sont mis en réserve.

La boue écoulée du trou est canalisée par la conduite de service à travers le raccord réglable et la chambre de tamisage dans la rigole. Dans le cas du jaillissement d'un mélange de gaz et d'huile, son courant est canalisé par la conduite d'évacuation et le raccord réglable vers le bassin de décantation. Dans les deux cas pour éliminer l'infiltration, une boue alourdie est refoulée dans le puits à travers la colonne du train de sonde.

§ 6. Griffons et infiltrations dans l'espace annulaire entre les colonnes

On rapporte aux griffons les infiltrations éruptives de l'huile, du gaz et de l'eau qui débouchent à la surface du jour au-delà de la tête de puits, en se déplaçant suivant les fissures, les couches perméables, l'interface ciment-roche, etc.

On observe également les infiltrations jaillissantes des fluides de gisement dans les espaces annulaires entre les colonnes.

Tous les cas de la formation des griffons, ainsi que des infiltrations entre les colonnes sont associés à une isolation imparfaite des couches à pression élevée, à la profondeur d'avancement injustifiée de la colonne de surface et à la mauvaise cimentation du trou. Toutes ces causes, ainsi qu'une hermétisation compromise du tubage, peuvent entraîner l'invasion des fluides de gisement, leur sortie au jour et la formation des griffons au voisinage de la tête de puits.

Pour prévenir l'apparition des griffons et les infiltrations entre les colonnes, il faut:

1) descendre la colonne de surface compte tenu du chevauchement des couches susceptibles de déclencher une invasion laissant sortir les fluides à la surface, assurer une bonne cimentation et la montée du coulis jusqu'à la tête de puits;

2) assurer une bonne consolidation du puits par les colonnes intermédiaires et de production et la montée obligatoire du coulis de colmatage jusqu'au sabot des colonnes précédentes.

La liquidation des griffons demande beaucoup de temps et de ressources. Dans plusieurs cas, les griffons imposent la fermeture des puits; c'est pourquoi l'exécution parfaite de tous les travaux imposés par le forage et la consolidation du puits est un impératif rigoureux susceptible de prévenir la formation des griffons et les infiltrations entre les colonnes.

Les griffons en action et les infiltrations entre les colonnes sont arrêtés par perforation des tubages au-dessus du toît de la couche de poussée et la chasse dans les canaux de la boue avec leur cimentation

ultérieure. Si l'accès de la tête de puits est interdit par la formation tout autour d'un cratère, le griffon est liquidé en forant un ou plusieurs trous déviés par lesquels on chasse dans la couche de l'eau bloquant l'accès des fluides de gisement dans le puits jaillissant.

Chapitre VII

RÉGIME DE FORAGE

§ 1. Généralités

Par régime de forage on entend l'ensemble des facteurs qui influent sur les paramètres du fonctionnement de l'outil et qui peuvent être modifiés directement en service. A ces paramètres on rapporte :

1) la charge axiale sur le trépan P_t (kN) ;
2) sa vitesse de rotation n (tr/mn) ;
3) la quantité de boue refoulée par le trou par unité de temps Q (l/s) ;
4) la qualité de la boue (densité, viscosité, coefficient de filtration, tension statique de cisaillement, pH, teneur en phase solide, etc.).

L'efficacité des paramètres concrets du régime est évaluée d'après l'avancement par passe de l'outil, la vitesse mécanique ou de passe de l'avancement, les frais de forage par 1 m d'avancement. Le critère le plus général de tel ou tel régime est l'indice des frais absorbés par 1 m d'avancement. Ceci fait que l'ensemble des paramètres du régime qui assurent le niveau minimal des frais par 1 m d'avancement est un régime rationnel ou optimal. Les régimes peuvent être optimaux s'ils assurent la réalisation d'une tâche déterminée, par exemple, l'avancement maximal en une passe de l'outil ou la vitesse maximale d'avancement.

Si aux paramètres de forage on impose des restrictions définies, on parle alors de régimes spéciaux. Ces régimes s'emploient pour le forage des séries instables, des couches absorbant la boue, ainsi que des couches à pression élevée anomale ; pour amorcer un nouveau puits ; pour forer des couches à alternance fréquente de leur dureté, etc. Les charges axiales, la vitesse de rotation du trépan, la qualité de la boue injectée dans le trou sont généralement limitées. La qualité de la boue (densité, viscosité, tension statique de cisaillement, coefficient de filtration, etc.) doit toujours correspondre aux conditions géologiques. Aussi, à sa qualité n'impose-t-on aucune restriction.

§ 2. Influence des paramètres du régime sur le fonctionnement du trépan

La désagrégation des roches lors du forage des puits est un processus compliqué. Les indices quantitatifs du travail du trépan, par exemple, la valeur de l'avancement par passe ou la vitesse d'avancement ne permettent pas d'évaluer l'influence de tel ou tel paramètre du régime sur l'efficacité de la destruction de la roche. Il en est ainsi du fait de l'action simultanée de tous les paramètres. Il faut donc envisager l'action de tel ou tel paramètre en considérant que les autres paramètres restent invariables. Il faut souligner que l'influence établie au cours des essais n'est justifiée que pour des conditions données concrètes. Toutefois, le grand nombre de déterminations empiriques de l'influence des paramètres du régime sur l'efficacité de la destruction des roches a rendu claires leurs lois générales.

Influence de la charge axiale sur le trépan

L'influence de cette charge sur les paramètres du travail du trépan est très forte. Sa valeur détermine la profondeur de l'engagement des éléments actifs de l'outil dans la roche, qui, au fond, détermine précisément l'allure et la cadence de la désagrégation. Lorsque la

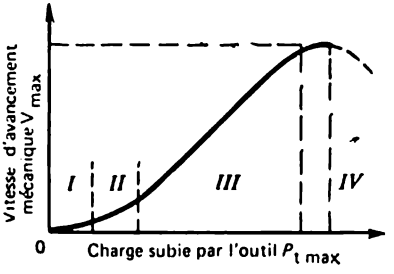


Fig. VII.1. Courbe de l'influence de la charge axiale sur la vitesse mécanique de l'avancement

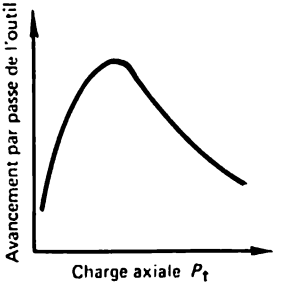


Fig. VII.2. Courbe de l'avancement par passe de trépan sous l'action de la charge axiale

charge axiale est insuffisante, on observe la destruction superficielle du terrain, la plus improductive. Avec l'augmentation de P_t s'amorce ce qu'on appelle la désagrégation volumétrique à effet maximal. L'influence de la charge axiale sur la vitesse d'avancement est visualisée par le graphique de la figure VII.1.

Le tronçon *I* de la courbe caractérise la désagrégation superficielle, les tronçons *II* et *III*, la désagrégation volumétrique. L'allure de la courbe du tronçon *II* dépend des particularités de la destruction

définies par la structure de la roche, sa dureté et sa plasticité, et celle du tronçon *III*, aussi bien des particularités de la désagrégation que de la profondeur de la pénétration des éléments actifs du trépan dans le terrain. Après avoir atteint la vitesse d'avancement maximale pour la charge axiale donnée, l'augmentation ultérieure de la charge réduit la vitesse. Il en est ainsi du fait que le débit de la boue assuré par les pompes ne suffit plus pour évacuer tous les déblais. Une partie de ces déblais reste sur le fond et subit la fragmentation par le trépan, ce qui réduit la vitesse d'avancement bien que la charge axiale devienne supérieure à $P_{t\ max}$ (tronçon IV).

La croissance de la charge axiale augmente également l'avancement par passe (fig. VII.2). Il faut noter que ce paramètre influe le plus sur l'efficacité du forage dans son ensemble, du fait qu'il permet de réduire le temps de la manœuvre et des travaux auxiliaires (nettoyage du trou avant la remontée du trépan, traitement chimique de la boue).

Influence de la quantité de la boue refoulée dans le puits

La pratique l'a établi et les expériences de laboratoire l'ont confirmé que la vitesse d'avancement maximale, tout comme l'avancement par passe de l'outil, ne peuvent s'obtenir qu'à la condition de l'évacuation de tous les déblais à partir de la taille dès leur formation. Si les déblais ne sont pas évacués complètement, la partie restante doit être fractionnée, ce qui ralentit le forage et diminue l'avancement par passe du trépan.

L'influence de la quantité Q de la boue refoulée jusqu'au fond par unité de temps sur la vitesse d'avancement est établie expérimentalement pour le forage rotary. Il est ainsi établi qu'avec l'augmentation de Q jusqu'à une limite définie la vitesse d'avancement v_a croît elle aussi. Il existe une valeur déterminée Q_{max}, après laquelle son augmentation n'améliore plus les performances de l'outil. Ceci est dû au fait que lorsque le refoulement de la boue augmente, la pression hydrodynamique dans l'espace annulaire paroi-tubage monte elle aussi. La roche du fond devient plus dense, ce qui altère sa forabilité.

Il faut souligner que les paramètres de service du trépan (avancement par passe et vitesse d'avancement) s'améliorent tant que le débit spécifique (le quotient de la quantité de fluide de forage refoulé jusqu'au fond par unité de temps par l'aire du front de taille) atteint 0,043 à 0,050 l/s par 1 cm² de la surface du fond. Avec l'augmentation ultérieure du débit spécifique l'amélioration des paramètres du trépan devient plus lente, et lorsque le débit atteint 0,057 à 0,065 l/s par 1 cm², cette amélioration est brusquement ralentie ou cesse tout à fait. Il faut également dire que l'amélioration du nettoyage de la taille par la boue, qui évacue les sédiments, est définie non seule-

ment par le débit spécifique du fluide, mais encore par la vitesse de son écoulement des duses du trépan, la disposition des trous de lavage par rapport aux molettes et le plan de la taille et par d'autres facteurs.

Le tableau 31 fournit les données sur la variation des paramètres de service des trépans (avancement par passe h, vitesse d'avancement

Tableau 31

Paramètres de service des trépans en fonction de la vitesse des jets de la boue à la sortie des duses

Dépôts	Intervalle de forage, m	Paramètres pour une vitesse d'écoulement, m/s								
		40-60			70-90			100-120		
		h, m	v_a, m/h	v_p, m/h	h, m	v_a, m/h	v_p, m/h	h, m	v_a, m/h	v_p, m/h
Horizons de Maïkop	1556-2165	80	3,0	2,3	—	—	—	—	—	—
	1473-2153	—	—	—	137	7,0	4,8	179	8,1	5,7
Couches foraminifères et Paléocène	2165-2314	55	5,0	2,7	—	—	—	—	—	—
	2257-2394	—	—	—	—	—	—	90	5,8	3,6
Crétacé supérieur	2314-2623	70	4,0	2,6	—	—	—	—	—	—
	2394-2589	—	—	—	88	5,7	3,4	—	—	—
	2376-2607	—	—	—	—	—	—	115	6,9	4,2
Crétacé inférieur	2623-2989	58	5,4	2,8	—	—	—	—	—	—
	2589-2963	—	—	—	60	7,2	3,2	—	—	—
	2607-2971	—	—	—	—	—	—	65	8,9	3,6

v_a et vitesse de passe v_p) pour de diverses vitesses du jet de la boue à la sortie des duses.

Le tableau 31 montre qu'avec l'augmentation de la vitesse d'écoulement des jets tous les paramètres augmentent (h, v_a et v_p), cette augmentation étant surtout grande pour la vitesse de 100 m/s et plus.

Pourtant, pour rendre le forage efficace, il ne suffit pas d'assurer un bon nettoyage de la taille par rapport aux sédiments, il faut encore prévoir une bonne évacuation des déblais à partir du puits dans son ensemble, c'est-à-dire assurer le transport de la totalité des déblais en temps opportun jusqu'à la surface du jour. A cet effet, dans le cas des argiles, des schistes argileux et des grès, on recommande en U.R.S.S. de maintenir la vitesse du courant ascendant de la boue dans l'espace annulaire parois-tubage dans les limites de 1,0 à 1,5 m/s, et dans celui d'autres roches, de 0,5 à 0,7 m/s. Aux Etats-Unis, par exemple, dans les régions occidentales de Texas, pour le forage rotary avec des trépans de 200 et 251 mm et à la vitesse d'avancement allant jusqu'à 30 m/h, on recommande de maintenir la vitesse du courant ascendant entre 0,5 et 0,6 m/s.

Influence de la vitesse de rotation du trépan

Il a été établi par des recherches qu'avec l'augmentation de la vitesse du trépan la vitesse d'avancement augmente pour atteindre une valeur maximale et diminuer ensuite. Il importe de retenir qu'à chaque type des roches (plastiques, plastico-fragiles, fragiles) correspondent des vitesses de rotation critiques, après lesquelles la vitesse d'avancement diminue. Il faut également tenir compte qu'en faisant travailler plus vite les trépans à molettes, on réduit leur longévité par suite d'une usure plus intense des paliers, diminuant l'avancement par passe.

Dans le forage avec les outils à lames l'efficacité de la désagrégation augmente avec la vitesse des outils. Mais leurs éléments actifs sont en contact continu avec le terrain et, pour parer à leur surchauffe, la rotation des lames ne doit pas dépasser 200 tr/mn.

Pour les trépans travaillant par coupe et usure (à diamants artificiels), l'augmentation de la vitesse de rotation rend la désagrégation de la roche plus efficace ; ceci fait que ce type d'outils est particulièrement indiqué dans le cas de l'utilisation des turboforeuses à grande vitesse.

Influence de la qualité des boues

L'*action exercée par la densité* ρ *de la boue* sur les paramètres de service des trépans a été étudiée aussi bien en U.R.S.S. que dans d'autres pays. Il a été établi que la vitesse d'avancement dépend de la pression différentielle (cf. fig. V. 7) qui est la différence entre la pression de la colonne de boue dans le puits et la pression de gisement (de pore). La pression de la colonne de boue (pression hydrostatique) est directement proportionnelle à la densité de la boue. La figure V. 7 montre que si la pression différentielle est supérieure à 3,5 MPa, la vitesse d'avancement reste à peu près constante.

L'avancement par passe dépend également de la densité de la boue (cf. fig. V. 8). Cette figure montre qu'avec la diminution de la densité de la boue, ce qui correspond à la diminution de la pression différentielle, l'avancement par passe de l'outil croît sensiblement.

Il est évident que, pour améliorer les paramètres des trépans, il faut employer des boues de densité minimale déterminée par les conditions concrètes du forage à réaliser.

L'*influence de la viscosité conventionnelle T* de la boue consiste dans le fait qu'à mesure de son augmentation, les résistances hydrodynamiques produites dans le puits par la circulation augmentent elles aussi. Les résistances hydrodynamiques en action dans l'espace annulaire parois-tubage s'ajoutent à la résistance hydrostatique et font croître ainsi la pression différentielle et dégrader les paramètres de service de l'outil.

La *tension statique de cisaillement* agit d'une façon analogue à la viscosité T.

Le *coefficient de filtration* Φ de la boue exerce une double action. S'il est élevé, il entraîne, d'une part, la formation sur les parois du puits d'épais cakes de filtration, ce qui diminue la section de l'espace annulaire parois-tubage, où se déplace la boue, en faisant ainsi croître les pressions hydrodynamiques, et d'autre, la pénétration du filtrat du fluide de forage dans les fissures et les pores des roches en réduisant ainsi leur résistance, ce qui rend plus facile la désagrégation. Ceci fait qu'il ne faut pas s'efforcer d'obtenir une boue à faible coefficient de filtration (jusqu'à 5 ou 10 cm^3 en 30 mn) si la coupe ne comporte pas de terrains présentant le danger éventuel de gonflement et d'éboulement. Pour de tels terrains, il est recommandé d'employer des boues à filtration instantanée élevée supérieure à 3 cm^3 par minute.

§ 3. Ordre d'établissement des régimes de forage

Les régimes de forage doivent en premier lieu assurer la réalisation de la tâche principale : forer le puits en un temps minimal avec des frais minimaux de matériaux et de ressources et obtenir un puits comme un ouvrage d'art de qualité élevée.

A cet effet, il faut d'abord étudier de près les conditions géologiques du terrain devant être soumis au forage ; établir le plus exactement possible la composition lithologique des roches de la coupe, les particularités tectoniques du gisement et du champ dans son ensemble. Il est désirable aussi de disposer de données sur les propriétés physiques et mécaniques des roches. Le spressions de gisement et de pores doivent être déterminées avec la plus grande précision possible, les horizons présentant un danger éventuel d'incidents (absorptions, infiltrations de l'huile, du gaz et de l'eau, éboulements des roches, horizons susceptibles de courbures croissantes du trou et présentant le danger de coinçage) doivent être mis en évidence.

En partant de ces données, on divise la coupe en horizons de conditions géologiques similaires. Pour chacun de ces horizons, on établit la qualité requise de la boue (ρ, T, Φ, tension statique de cisaillement, pH, etc.).

La densité de la boue ρ doit être telle que la pression différentielle ne soit pas trop élevée, et dans le cas optimal ne dépasse pas 1,5 à 2,0 MPa.

Suivant le type adopté de la boue on choisit la viscosité T qui doit être la plus petite possible. Pour le forage des zones d'absorption la viscosité du fluide doit être quelque peu plus grande.

Pour le cas du forage des roches susceptibles de gonflement et d'éboulements, le coefficient de filtration Φ doit atteindre 5 cm^3 en 30 mn, pour les autres roches, il peut avoir une valeur plus grande.

Il faut réduire au minimum la tension statique de cisaillement pour maintenir en suspension les particules des déblais. Généralement, sa valeur en 1 mn doit être de 5,0 à 10,0 dPa, en 10 mn, de 15 à 30 dPa.

La concentration des ions hydrogène (indice d'hydrogène) pH qui détermine l'acidité ou l'alcalinité de la phase liquide du fluide de forage est une propriété importante du point de vue de son action chimique sur les roches forées.

Une fois tous les paramètres du fluide choisis, on établit son traitement chimique et, si la nécessité se présente, son alourdissement. Il est de rigueur de prévoir des moyens pour éliminer de la boue les sédiments. Après avoir établi les paramètres qualitatifs de la boue, on peut s'attaquer à la détermination du débit nécessaire Q des pompes.

Le débit minimal de la boue nécessaire pour évacuer du fond les déblais est donné par la relation

$$Q'/F_t = 0{,}043 \text{ à } 0{,}050 \text{ (l/s)/cm}^2. \qquad \text{(VII.1)}$$

Le nettoyage de la taille assurant l'évacuation complète des déblais s'obtient avec le débit de la boue déterminé par l'équation

$$Q''/F_t = 0{,}057 \text{ à } 0{,}065 \text{ (l/s)/cm}^2, \qquad \text{(VII.2)}$$

où Q' et Q'' sont les débits de la boue, l/s ; F_t, l'aire de la taille, cm².

Les valeurs inférieures des débits spécifiques de la boue dans les formules (VII.1) et (VII.2) se rapportent au forage rotary, les valeurs supérieures, au forage par moteurs d'attaque.

Un bon nettoyage du front de taille est la condition nécessaire mais insuffisante. Il faut que le courant de fluide évacue jusqu'au jour toutes les particules de la roche forée et éboulée, tout en balayant la couche meuble du cake de filtration. Pour remplir cette tâche, la vitesse de la boue dans l'espace annulaire parois-tubage doit être de 0,5 à 0,7 m/s. Pour le forage des terrains susceptibles d'éboulements, la vitesse du courant doit être portée à 1,0 ou 1,5 m/s.

L'utilisation pour l'exécution des puits des moteurs d'attaque hydrauliques impose le choix du débit de la boue assurant le fonctionnement sans aléas des moteurs. Ensuite, on choisit les types et les modèles des outils, d'après la caractéristique des terrains de la coupe traversée par le puits, et établit la valeur de la charge axiale subie par le trépan. En l'absence des données sur les propriétés physiques et mécaniques des roches, on procède d'après les caractéristiques des trépans fournies par les notices d'exploitation et en profitant de l'expérience de forage dans des conditions analogues dans d'autres régions.

La vitesse de rotation est retenue en fonction du type des trépans. Ainsi, pour les trépans à lames, il n'est pas recommandé d'appliquer une vitesse supérieure à 120 tr/mn, et pour les trépans à molet-

tes du type M, supérieure à 400 tr/mn, du type MC, supérieure à 250 ou 300 tr/mn, des types C et CT, supérieure à 200 tr/mn, du type T, supérieure à 150 tr/mn, du type K, supérieure à 100 tr/mn. Pour les trépans à diamants naturels et artificiels, la vitesse à retenir repose entre 500 et 800 tr/mn.

Le mode de forage peut être choisi en fonction de la vitesse optimale établie pour la rotation du trépan.

Choix du mode de forage en fonction de la vitesse de rotation

Vitesse optimale du trépan, tr/mn	Mode de forage	Application
35-100	Rotary	Utilisation possible des électroforeuses avec deux réducteurs intercalés
100 à 250	Rotary	180 à 200 tr/mn
	Moteur d'attaque	180 à 200 tr/mn (moteur hydraulique volumétrique, turboforeuse à trémie de hydrofreinage, électroforeuse à réducteur intercalé)
250 à 500	Moteurs d'attaque	300 à 500 tr/mn (turboforeuse à broche, turboforeuse au circuit de pression en chute, électroforeuse à réducteur intercalé
500 à 800	Moteurs d'attaque	Turboforeuses et électroforeuses pour le forage au diamant

En choisissant le mode de forage, il faut retenir que la méthode la plus universelle est le forage rotary qui peut être appliqué quelles que soient les conditions. Cette méthode rend possible la variation indépendante de tout paramètre du régime, ainsi que l'exécution des puits sous des charges axiales élevées impossibles pour les moteurs d'attaque. Le forage rotary est la méthode la plus utilisée dans les pays autres que l'U.R.S.S. En Union Soviétique cette méthode est appliquée pour exécuter des puits plus profonds que 3000 m.

§ 4. Contrôle des paramètres du régime de forage

Pour observer la charge axiale subie par le trépan et la régler au cours du forage, ainsi que pour contrôler les manœuvres où participe le mouflage, toutes les installations de forage comportent des indicateurs de poids.

Ces indicateurs permettent de déterminer seulement la charge au crochet. La valeur de la charge au trépan s'obtient comme la différence entre le poids de toute la colonne du train de sonde suspendue et le poids de cette colonne déchargée sur la taille pour assurer la charge axiale au trépan.

La figure VII.3 présente le schéma de montage d'un indicateur de poids hydraulique. L'appareil se compose de capteur *1* (transformateur de pression) fixé au brin mort du câble de forage, des manomètres enregistreur *4* et indicateur *2*, de vernier *3*, de réservoir sous pression *5* à valve *6*, du système de tubes en cuivre *8* et des raccords en té *9*. Le transformateur de pression est lié à la tuyauterie

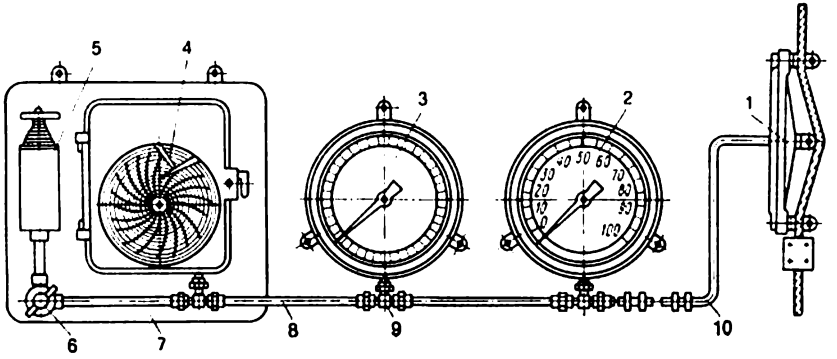


Fig. VII.3. Schéma de montage de l'indicateur de poids

par un système de flexibles *10*. L'enregistreur est placé sous un protecteur fermé *7*. Le manomètre indicateur est gradué de 1 à 100. Le vernier à graduation criculaire est un appareil plus sensible qui tourne d'un angle total égal à 180°.

Le manomètre indicateur et le vernier sont montés sur un panneau spécial bien en vue du foreur à partir du poste de commande du treuil.

Pour contrôler les fuites du système hydraulique, il est mis sous une pression initiale de 10 traits, le mouflage étant déchargé.

Le fonctionnement de l'indicateur de poids est correct si: 1) tous les joints sont hermétisés; 2) il n'y a pas de bulles d'air dans le fluide qui remplit les tubes, les manomètres, le transformateur de pression; 3) le brin mort du câble n'est pas en contact avec le derrick; 4) toutes les parties de l'indicateur sont établies au même niveau; 5) la pression initiale dans le système correspond aux 10 traits du manomètre indicateur.

Par temps chaud l'indicateur est rempli d'eau, quand il fait froid, on le remplit de l'alcool éthylique dénaturé. Chaque indicateur de poids est muni d'une notice, qui entre autres indique la valeur du trait en fonction du diamètre du câble du mouflage.

Sur le manomètre enregistreur on place du papier pour diagrammes circulaires qui boucle un tour complet en 24 h. D'après le diagramme indicateur ainsi obtenu, on peut répartir le temps absorbé par chaque opération: descente et remontée du train de tiges, rallongement,

forage, nettoyage, arrêt, etc. La mesure de la pression de la boue est réalisée par les manomètres.

Pour mesurer le débit du fluide, on emploie soit un débitmètre, soit des réservoirs, le temps de remplissage d'un volume défini desquels sert de mesure. On peut également évaluer le débit d'après le refoulement théorique de la pompe, compte tenu du coefficient de remplissage (0,75 à 0,8).

La vitesse de la table de rotation dépend de la vitesse de rotation de l'arbre du moteur et de la cinématique de la commande, ce qui est généralement une grandeur bien définie. Il en est de même pour les électroforeuses. Lors de l'utilisation des moteurs d'attaque hydrauliques, la vitesse de rotation de leur arbre varie dans de larges limites en fonction du couple sur le trépan.

§ 5. Calculs hydrauliques du système de circulation

Ces calculs se font pour déterminer la valeur de la pression au droit du refoulement de la pompe, le diamètre des duses du trépan, la vitesse d'écoulement de la boue à partir de ces duses, la durée du cycle de circulation et autres grandeurs.

Des recherches confirmées par la pratique ont permis d'établir qu'une bonne évacuation des déblais à partir du fond est assurée lorsque le débit spécifique q de la boue (rapport du débit de la boue à l'aire du front de taille) vaut $(35 \text{ à } 50) \cdot 10^{-6}$ m³/s·cm². De plus petites valeurs de q correspondent au forage rotary dans des terrains durs, et des valeurs plus grandes, au forage par moteurs d'attaque dans des roches meubles.

Les vitesses recommandées de l'écoulement v_c du fluide à partir des duses du trépan pour le forage des roches à propriétés physiques et mécaniques différentes s'échelonnent de 90 à 120 m/s.

Lors de l'exploitation correcte des pompes on peut assurer leur fonctionnement stable et durable avec les valeurs de pression p_p suivantes :

Pompe	У8-4	У8-6	У8-7
p_p, MPa	13-15	15-18	18-22

Avant d'entreprendre le calcul hydraulique il faut déterminer la construction du trou et du train de sonde, la densité de la boue et ses autres paramètres.

Tout d'abord, on calcule le débit nécessaire du fluide en m³/s :

$$Q = qS, \qquad \text{(VII.3)}$$

où S est l'aire du front de taille, m².

Pour assurer la destruction la plus efficace du terrain par le forage rotary ou l'électroforage, il faut transmettre au trépan (et dans le cas du turboforage, à la turboforeuse aussi) 65 % de la pression

p_p développée par la pompe : $p_t = 0{,}65\ p_p$ (p_t est la pression sur les duses, Pa). Les pertes de pression dans le système de circulation $p_{s.c}$ ne doivent pas dépasser $0{,}35\ p_p$:

$$p_{s.c} = p_{t.s} + p_{e.a} + p_m \approx 0{,}35\ p_p, \qquad \text{(VII.4)}$$

où $p_{t.s}$, $p_{e.a}$, p_m sont respectivement les pertes de pression sur le train de sonde, l'espace annulaire parois-tubage et le manifold.

Suivant la densité et le débit de la boue, on trouve d'après un ouvrage de référence les coefficients de pertes de pression et calcule la valeur des pertes de pression (des résistances hydrauliques) dans le système de circulation.

Si $p_{s.c} > 0{,}35\ p_p$, il faut diminuer le débit Q de la boue. Si $p_{s.c} < 0{,}35\ p_p$, le débit de la boue doit être augmenté. Ainsi, la différence de pression enregistrée sur les duses du trépan est :

dans le forage rotary et électroforage

$$p_t = p_p - (p_{t.s} + p_{e.a} + p_m)\,; \qquad \text{(VII.5)}$$

dans le turboforage

$$p_t + p_{tur} = p_p - (p_{t.s} + p_{e.a} + p_m), \qquad \text{(VII.6)}$$

où p_{tur} sont les pertes de pression sur la turboforeuse, Pa.

La comparaison des formules (VII.5) et (VII.6) montre que, dans le turboforage, l'évacuation des déblais à partir du fond est moins efficace et l'utilisation de la puissance hydraulique développée par les pompes est plus faible que dans le cas de forage avec la table de rotation et l'électroforeuse.

Dans le forage rotary le diamètre des duses d_d de même dimension se calcule, comme au forage à l'électroforeuse, d'après la formule

$$d_d = \sqrt[4]{0{,}027\,\frac{Q^2\rho}{\alpha p_{tur}}}\,, \qquad \text{(VII.7)}$$

où ρ est la densité du fluide de forage, kg/m³ ; α, le coefficient du débit des duses ($\alpha = 0{,}9$) ou des trous de lavage ($\alpha = 0{,}67$) du trépan.

Pour le turboforage, on porte dans la formule (VII.7) la valeur de la pression sur les duses

$$p_t = 2/3\,(p_p - p_m). \qquad \text{(VII.8)}$$

Si les duses du trépan sont de diamètres différents d_1, d_2, d_3, on les choisit de façon à obtenir l'aire globale des duses égale à celle des duses de même dimension d'après la formule

$$d_d = \sqrt{\frac{d_1^2 + d_2^2 + d_3^2}{3}}\,, \qquad \text{(VII.9)}$$

La vitesse d'écoulement $v_é$ de la boue (en m/s) à partir des duses est déterminée par l'expression

$$v_é = 4Q/(\pi d_d^2 n), \qquad \text{(VII.10)}$$

où n est le nombre de duses.

Le temps T du cycle de la boue (temps pendant lequel la portion de la boue refoulée dans le puits sort à la surface du jour) s'écrit

$$T = \frac{s_{t.s} + s_{e.a}}{Q} L, \qquad \text{(VII.11)}$$

où T est la durée du cycle de la boue, s ; $s_{t.s}$, l'aire de la section de passage des tiges du train de sonde, m² ; $s_{e.a}$, l'aire de la section droite de l'espace annulaire, m² ; L, la longueur du train de sonde engagée dans le trou, m.

La vitesse du courant $v_{e.a}$ de la boue dans l'espace annulaire est donnée par l'équation

$$v_{e.a} = \frac{4Q}{\pi (D^2 - d^2)}, \qquad \text{(VII.12)}$$

où $v_{e.a}$ est la vitesse du courant dans l'espace annulaire, m/s ; D, le diamètre du trou, m ; d, le diamètre extérieur du train de sonde, m.

Chapitre VIII

ISOLATION DES COUCHES (TUBAGES)

§ 1. Généralités

Au cours du forage le trou de sonde dégage des terrains différents suivant la composition, les propriétés physiques et chimiques, les pressions de gisement et de pore. Les roches peuvent être stables ou susceptibles d'éboulements et de gonflements dans le sens du trou par effet de fluage. Un trou de sonde peut découvrir des couches à basses pression, qui absorbent le fluide de forage, et à pression élevée, productives et improductives.

Pour assurer un forage sans aléas, il faut consolider le puits par des tubes d'acier dont l'ensemble s'appelle *tubage* ou *casing*, alors que l'espace annulaire parois-tubage reçoit par pompage du coulis de ciment qui en se solidifiant forme une pierre de ciment.

Les objectifs principaux du tubage sont :

1) former un canal durable et étanche pour le transfert du pétrole, du gaz et de l'eau de la couche à la surface du jour ou pour refouler dans la couche divers agents (eau, gaz, vapeur, etc.) ;

2) assurer la sécurité de l'isolation des horizons à pressions dif-

férentes, ainsi que l'isolation des horizons productifs et improductifs entre eux ;

3) raffermir les parois du trou constituées par des roches à stabilité insuffisante.

Les tubages de différents diamètres et longueurs descendus dans le puits forment ce qu'on appelle la construction du puits. Cette notion traduit les caractéristiques suivantes: les dimensions de l'outil et, par suite, le diamètre du trou ; le nombre et la longueur des colonnes de tubage, leurs paramètres de résistance ; la hauteur de la montée du coulis de ciment au-delà de chaque tubage.

La figure VIII.1 représente la construction d'un puits et du trou qui lui correspond.

Dans la pratique du forage on distingue les tubages de cinq types dont l'utilisation est déterminée par les conditions des puits, ainsi que par celles de leur exploitation.

Tube guide. On appelle ainsi le tube ou la colonne de tubes la plus courte et de plus grand diamètre. On l'établit pour prévenir l'affouillement par le courant de la boue des roches alluviales meubles, ainsi que pour remonter le fluide de forage au-dessus de la surface du jour jusqu'au niveau de la rigole du système de circulation. Généralement, la longueur des tubes guides ne dépasse pas 4 ou 5 m, mais dans certaines régions ils descendent à 40 m et plus. Dans le forage en mer les tubes guides descendent à 40 ou 75 m au-dessous du niveau du bassin pour isoler le trou de l'eau et raffermir les dépôts supérieurs meubles.

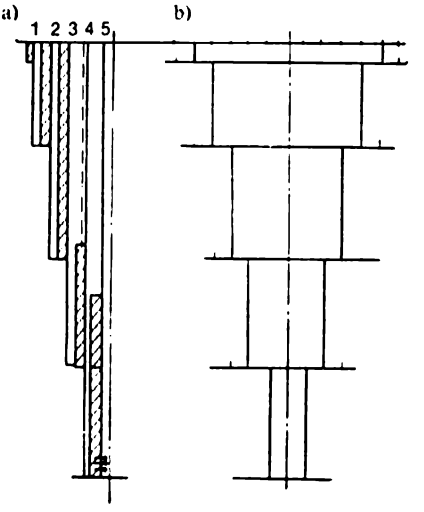


Fig. VIII.1. Construction du puits et du trou qui lui correspond:

a — construction du puits; *b* — trou du puits; *1* — tube guide; *2* — colonne de surface; *3* — colonne intermédiaire; *4* — colonne perdue; *5* — tubing

La *colonne de surface*, qui est la colonne de tubage suivante, sert pour consolider les parois du trou. Elle assure l'isolation des horizons supérieurs aquifères (généralement à eau douce) en parant à leur encrassement, ainsi que des terrains peu stables. La longueur de la colonne de surface varie dans de larges limites, le plus souvent elle descend jusqu'à 150 ou 400 m.

Colonne intermédiaire. Elle sert à raffermir le trou dans les cas:

de l'isolation des zones d'absorption de la boue, ainsi que des horizons à infiltrations à pression élevée ;

du revêtement des roches susceptibles d'éboulements et de déformations plastiques sous l'action de la pression de gisement;

du dégagement des horizons à pressions de gisement différentes lorsque certains horizons sont absorbants, alors que d'autres présentent le danger d'infiltrations;

du forage de dépôts puissants de sels, si le trou de sonde est compliqué par la présence des cavernes dues à la dissolution des sels par la boue.

Dans le puits on peut descendre une ou plusieurs colonnes intermédiaires.

La *colonne perdue* est une colonne intermédiaire raccourcie. Lorsque le trou est consolidé par cette colonne, sa partie supérieure doit s'engager dans le tubage précédent au moins à 30 ou 50 m.

Les colonnes perdues s'emploient par économie de métal employé pour la consolidation des trous, surtout dans le cas de forages profonds nécessitant de nombreuses colonnes.

La *colonne de production* ou tubing est la dernière colonne engagée en cas:

du dégagement d'un horizon producteur (pétrolifère ou gazéifère) et de l'exploitation ultérieure du puits;

de la mise à l'essai des dépôts découverts pour déterminer la venue à partir des couches du pétrole, du gaz et de l'eau.

La longueur du tubing est déterminée par la profondeur des couches productives (pour les puits de production) et de l'horizon le plus profond évalué comme éventuellement productif (dans les puits de recherche, d'exploration, etc.).

§ 2. Choix de la construction du puits

Avant de s'attaquer au forage d'un puits, il faut déterminer le diamètre de l'outil nécessaire pour amorcer l'opération et la pousser jusqu'à l'obtention de la profondeur imposée. La résolution de ce problème est liée directement au choix de la construction du puits, choix qui dépend de plusieurs facteurs.

1. *Diamètre de la colonne de production* (tubing). Dans les méthodes modernes de la production du pétrole et du gaz son diamètre peut être de 114, 129, 141, 146, 168 et 210 mm. Pour les puits très profonds les colonnes de production peuvent être de 114 et de 129 mm de diamètre. Lorsque les débits des puits sont élevés, les puits de pétrole sont raffermis par des colonnes de production de 168 mm, et pour les puits de gaz à débit élevé (un million de m^3 de gaz par jour et plus), par des colonnes de 219 mm de diamètre.

2. La *caractéristique de la coupe géologique* donne la distribution suivant la profondeur de dépôts différents, les valeurs de la pression de gisement (de pore), détermine la présence dans la coupe des horizons d'absorption et d'infiltration, ainsi que des terrains

instables, la distribution des températures des roches en profondeur, la profondeur de la descente des colonnes intermédiaires et de la colonne de surface.

3. Le *niveau technologique du forage* dans la région donnée détermine la valeur éventuelle maximale à laquelle le trou peut se poursuivre en profondeur à la sortie du sabot de la colonne précédente.

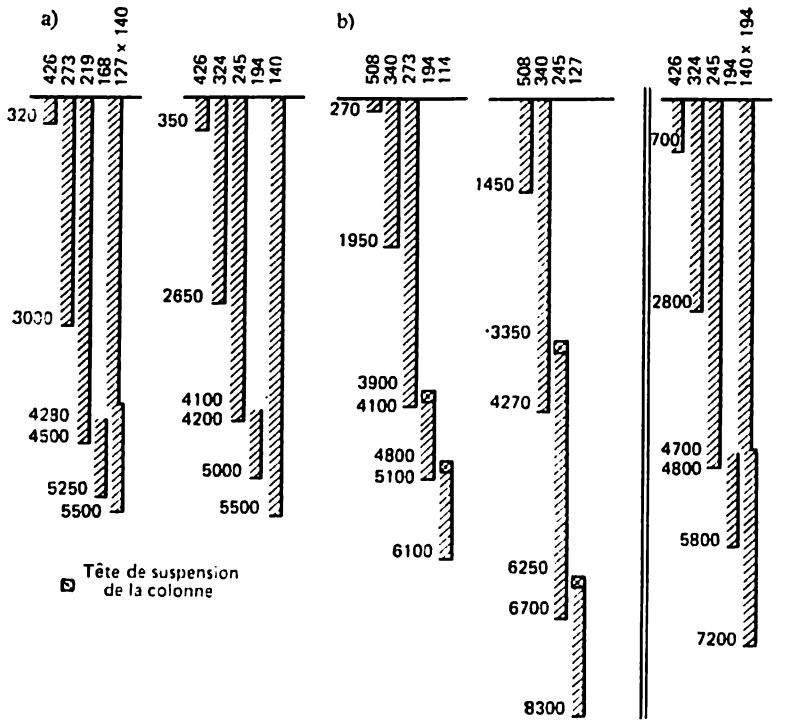


Fig. VIII.2. Constructions des puits profonds en U.R.S.S. (*a*) et aux Etats-Unis (*b*)

La plus avantageuse est la construction prévoyant une seule colonne dans le trou, du fait que plus la construction est compliquée, plus de temps et de ressources sont absorbés par le processus de forage.

Il n'existe pas de différence de principe entre la construction des puits de production, de reconnaissance et d'autres types (fig. VIII.2). Généralement, pour les puits de production on choisit les constructions les plus simples, ces puits étant exécutés dans les conditions d'une coupe géologique bien explorée. Pour les puits d'autres types on prévoit souvent un tubage de réserve pour la fi-

xation du trou. Ceci est défini surtout par la connaissance incomplète des particularités des terrains où doit être foré le puits.

Actuellement, on a établi une méthodologie unique du choix des constructions. A sa base il y a le principe de division de la coupe en horizons de mêmes conditions géologiques, compte tenu de la compatibilité de leur forage.

La construction d'un puits doit assurer son approfondissement jusqu'au niveau prévu ; les conditions de la mise à profit des possibilités potentielles des techniques et de la technologie ; la réalisation des modes imposés du forage des horizons productifs et de leur exploitation ultérieure ; des frais minimaux absorbés par l'établissement du puits.

Le choix de la construction doit également tenir compte de la durée de forage des intervalles entre les joints des tubes du tubage et de l'état géologique de la zone des travaux de forage. Pour calculer le nombre nécessaire de colonnes de tubage, à l'exception du tube guide et de la colonne de surface, on dresse pour chaque champ ou chaque puits le graphique qui traduit simultanément la variation de la pression de gisement (de pore), de la fracturation hydraulique des roches et de la pression hydrostatique de la boue en coordonnées : profondeur du puits — équivalent du gradient de pression (fig. VIII.3).

Par équivalent de gradient on entend la densité du fluide dont la colonne à une profondeur définie crée une pression égale à celle de gisement (de pore) ou à la pression de la fracturation hydraulique. Dans des cas exceptionnels (en l'absence complète de données relatives au champ), le calcul de la pression de la fracturation hydraulique se fait d'après la formule

$$p_{fr} = 0{,}38\, H + 0{,}66\, p_g, \qquad \text{(VIII.1)}$$

où p_{fr} est la pression de fracturation hydraulique, MPa ; H, la profondeur du puits déterminante pour la pression de fracturation hydraulique, m ; p_g, la pression de gisement à la profondeur H, MPa.

La valeur de la pression de gisement est déterminée par les géologues qui fournissent les données géologiques principales pour l'établissement du projet du puits.

La division de la coupe en horizons, dont le forage peut être cumulé, se fait dans l'ordre suivant. On dégage dans la coupe du puits les horizons à caractéristiques anomales des pressions de gisement (de pore) et des pressions de fracturation hydraulique. Par anomales on entend les pressions de gisement les plus élevées et les pressions de fracturation hydraulique les plus basses. Par exemple, les horizons *1*, *2*, *3*, *4* (cf. fig. VIII.3) sont réunis en un horizon de forage cumulé. Dans l'horizon du tronçon *3* c'est la pression de gisement qui est anomale, alors que dans le tronçon *20* c'est le cas de la

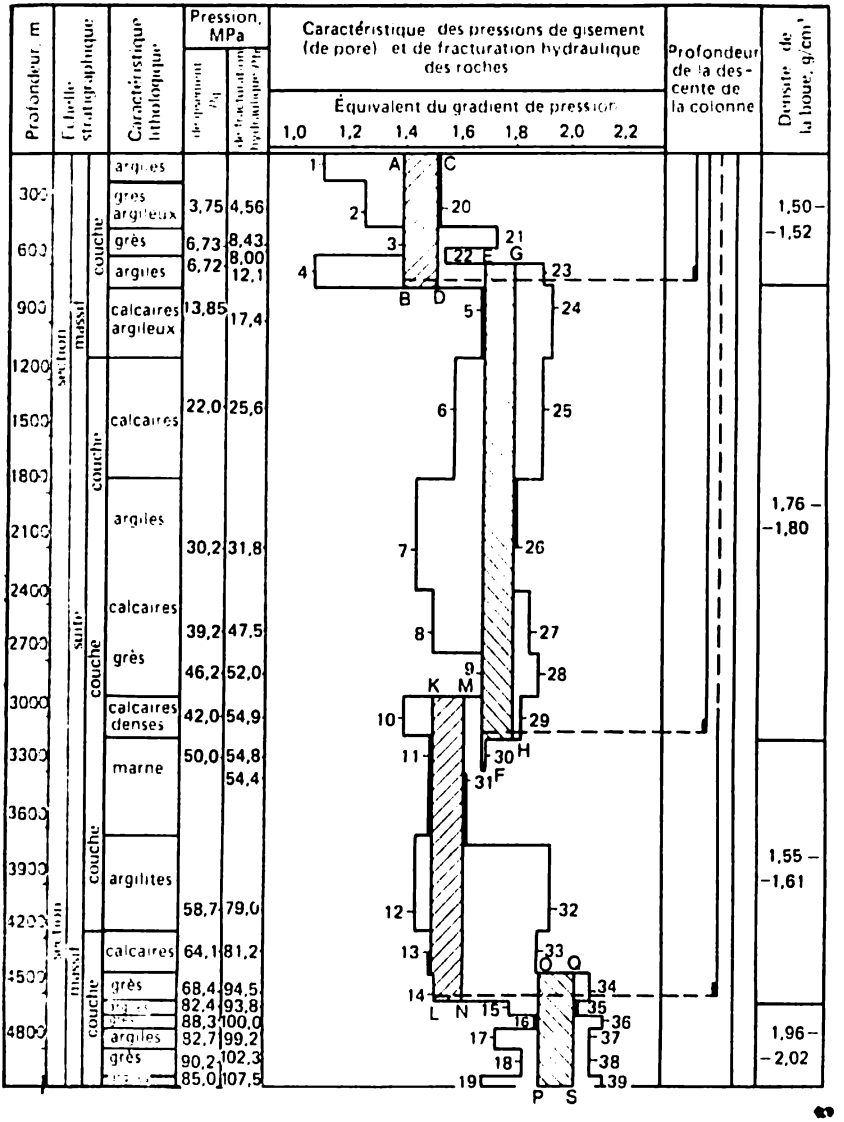


Fig. VIII.3. Graphique cumulé des pressions guidant le choix de la construction d'un puits

pression de fracturation hydraulique. Les tronçons *1*, *2*, *3*, *4* ne peuvent pas être réunis avec les tronçons sous-jacents, du fait que la pression de gisement dans l'horizon du tronçon *5* est plus élevée que la

pression de fracturation hydraulique des roches de l'horizon sus-jacent (tronçons *20* et *22*). La pression de la colonne de la boue devant être supérieure à celle de gisement, en associant les horizons mentionnés, on provoque la fracturation hydraulique des roches des tronçons *20* et *22* rendant ainsi le processus de forage plus compliqué.

D'après l'indice indiqué, associons en horizons de forage commun les tronçons *5*, *6*, *7*, *8*, *9*, *10*; *11*, *12*, *13*, *14* et *15*, *16*, *17*, *18*, *19*. Ainsi, pour les conditions de la figure VIII.3, il existe quatre zones dont le forage peut être réalisé en même temps. Ce sont justement les zones qui doivent être tubées. Le nombre de tubages doit correspondre à celui des zones tubées. Dans notre exemple, le trou de sonde doit compter quatre tubages, y compris la colonne de surface. Pour l'exécution de chaque horizon, la densité de la boue doit être telle que la pression de la colonne de fluide soit supérieure à la pression de gisement maximale, déterminée d'après le graphique des pressions.

Pour des profondeurs allant jusqu'à 1200 m, la pression de la colonne de boue doit être de 10 à 15 % supérieure à celle de gisement, et pour les puits plus profonds, de 5 à 10 %. Pour des ρ allant jusqu'à 1450 kg/m^3, l'écart de la densité de la boue ne doit pas dépasser $\pm$20 kg/m^3, et pour des densités plus élevées, $\pm$30 kg/m^3, d'après la mesure du fluide libéré de gaz.

Après avoir établi le nombre de tubages nécessaires, on aborde l'établissement de leurs diamètres et des diamètres des outils assurant l'avancement des colonnes jusqu'à la profondeur requise.

La détermination des dimensions des tubages débute pour chaque puits par l'établissement du diamètre de la colonne de production. Pour les puits de production, ce diamètre dépend surtout du débit éventuel du pétrole ou du gaz, et pour les puits de recherche, d'exploration et autres, la tâche principale consiste à obtenir les caractéristiques qualitatives des horizons mis à l'essai. Le diamètre minimal des colonnes de production, aussi bien dans le forage de production que dans celui de recherche, a sa limite déterminée par l'équipement assurant la sécurité de la perforation, de l'essai des couches et de l'exploitation des puits. Ceci fait qu'actuellement on n'emploie pas pour les puits de production des tubes d'un diamètre inférieur à 127 mm, et pour les puits de recherche, d'un diamètre inférieur à 114 mm. En Union Soviétique, la plupart des puits de production sont tubés avec des diamètres de 146 et 168 mm.

Pour descendre sans aléas dans un trou foré le tubage jusqu'à la profondeur prévue, le diamètre du trou doit être bien défini en fonction du jeu entre le tubage (le manchon) et les parois du trou. La valeur de ce jeu doit assurer une bonne isolation des couches réalisée par cimentation de ce jeu avec le coulis de ciment qui le remplit. La valeur du jeu dépend également de la rigidité des tubes et du dépassement de la colonne donnée de sous le sabot de la colonne

précédente. Plus la rigidité des tubes et la valeur de ce dépassement sont élevées, plus le jeu tubage-parois doit être grand.

Le diamètre du trépan D_t nécessaire pour exécuter le forage devant recevoir le tubage est donné par la formule

$$D_t = D + 2\Delta, \qquad \text{(VIII.2)}$$

où D est le diamètre extérieur du tubage, mm ; Δ, le jeu annulaire parois-tubage.

La valeur du jeu annulaire est établie d'après l'expérience accumulée compte tenu de sa diminution par suite de la présence dans les tubes des manchons dont le diamètre est plus grand que celui des tubes.

Diamètre extérieur du tubage, mm . .	114, 127	141, 159	146,	168, 194	219, 245	273, 299	325, 351	377 426
Jeu annulaire Δ, mm	$\leqslant 15$	$\leqslant 20$		$\leqslant 25$	$\leqslant 30$	$\leqslant 35$	$\leqslant 45$	$\leqslant 50$

Le diamètre du tubage successif est déterminé d'après la condition de passage sans obstacle du trépan de diamètre D_t qu'on emploie pour le forage des trous prévus pour la colonne de production.

Voici la marche de calcul du diamètre de la colonne :

1) trouver d'après la formule (VIII.2) le diamètre de calcul $D_{t.p.c}$ de l'outil pour le forage du trou devant recevoir la colonne de production, la valeur du jeu annulaire étant fournie par les données ci-dessus ;

2) choisir suivant les normes le diamètre de l'outil D_t le plus proche ;

3) choisir conformément aux normes le diamètre du tubage D_c, dont le diamètre intérieur minimal doit satisfaire à la condition $d_{c.i} = D_t + (4 \text{ à } 5 \text{ mm})$.

Exemple. Déterminer le diamètre de la colonne successive si le diamètre de la colonne de production $D_{c.p.} = 146$ mm.

1. La formule (VIII.2) donne $D_{t.p.c.} = 146 + 2 \cdot 20 = 186$ mm.
2. D'après les normes, $D_t = 190{,}3$ *mm*.
3. D'après les normes, $D_c = 219$ mm.

§ 3. Tubages (casing)

Les tubages peuvent être raccordés entre eux par filetages et manchons (fig. VIII.4).

Les propriétés mécaniques des aciers dont sont faits les tubes et les manchons doivent répondre aux principes consignés sur le tableau 32.

Tableau 32

Propriétés mécaniques des aciers des tubes et des manchons

Paramètres	Grade de la résistance de l'acier						
	C	Д	K	E	Л	M	P
Charge de rupture, MPa	550	650	700	750	800	900	1100
Limite d'écoulement, MPa	320	380	500	550	650	750	950
Allongement relatif δ_{10}, %	14	12	10	10	10	10	10

Les tubes en acier des grades K, Л, E, M et P subissent à la tuyauterie un traitement thermique. Les tubes sont livrés de 9,5 à 13 m de longueur, mais leur lot peut comporter jusqu'à 20 % de tubes de 8 à 9,5 m et 10%, de 5 à 8 m de longueur. Une extrémité du tube porte vissé le manchon, alors que le filet de l'autre extrémité est protégé par une bague.

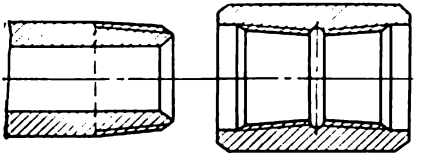


Fig. VIII.4. Tube de tubage et manchon approprié

A 0,4 ou 0,6 m de l'extrémité de chaque tube on frappe la marque qui indique le diamètre conventionnel, mm ; le numéro du tube ; le grade de la résistance ; la longueur du filet («УДЛ »); l'épaisseur de la paroi, mm ; la marque déposée de l'usine de fabrication ; le mois et l'année de la fabrication. La marque « УДЛ » est frappée seulement pour les tubes à filet de longueur accrue. Près de la marque, dans le sens de la longueur, on porte à la couleur bien claire stable les données suivantes : diamètre conventionnel, mm ; grade de la résistance de l'acier ; épaisseur de la paroi, mm ; marque déposée de l'usine de fabrication. Chaque lot de tubes expédié à l'usager est muni de certificat qui confirme la qualité des tubes et leur conformité aux normes.

En U.R.S.S., en plus des tubes usuels les usines fournissent des tubes à parois épaisses homologués par des cahiers de charges spéciaux.

Ces dernières années, les tuyauteries de l'U.R.S.S. ont commencé la production des tubes à résistance accrue et à étanchéité élevée des filetages. Les joints de ces tubes du type *I* (fig. VIII.5) ont un filet trapézoïdal qui assure une résistance élevée. Ces tubes s'emploient donc pour des tronçons les plus éprouvés de la colonne.

Les tubes des types *II* à *IV* (fig. VIII.5) possèdent des joints résistants à étanchéité accrue. La résistance est assurée par des filets tra-

pézoïdaux, et leur étanchéité, par des surfaces coniques spéciales établies du côté de la face des tubes. Les joints des tubes de types

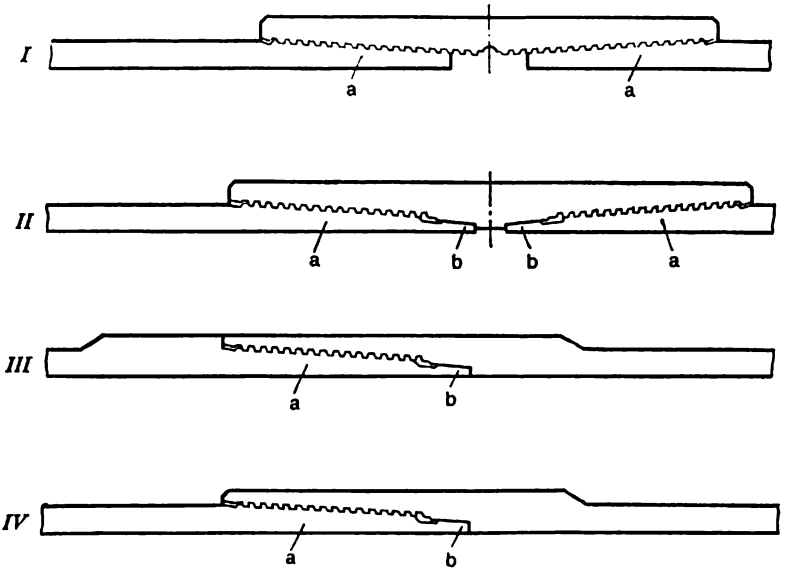


Fig. VIII.5. Constructions des filetages des tubages:
a — filetage; *b* — butée d'étanchéité

II à *IV* sont identiques et interchangeables et se distinguent seulement par le mode de leur exécution. Ainsi, les tubes du type *II* sont accouplés à l'aide des manchons, les tubes du type *III* ne possèdent pas de manchons, leurs filets mâles sont réalisés sur le refoulement extérieur, et les tubes du type *IV* sont refoulés d'un seul bout servant de manchon, alors que l'autre bout est analogue à celui du type *I*.

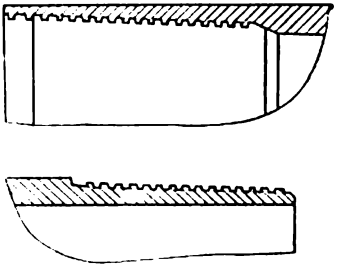


Fig. VIII.6. Accouplement des tubages lisses sans manchons

En plus des types indiqués, les usines sortent des tubes lisses sans manchon. Les joints de ces tubes font partie de l'encombrement du corps du tube (fig. VIII.6). Ces tubes se font de 114 à 273 mm de diamètre. L'épaisseur minimale de leurs parois est de 8 mm. Ils sont prévus pour le tubage des puits dont les jeux annulaires sont réduits (8 à 15 mm); on les utilise surtout sous la forme de colonnes perdues.

§ 4. Calcul des tubages

Le tubage est une construction technique compliquée qui supporte des charges différentes en valeur et suivant leur caractère.

Un tubage est soumis à l'action :

1) des contraintes de traction dues à son propre poids ;

2) des contraintes axiales dynamiques pendant le mouvement instable de la colonne (descente accélérée ou ralentie) ;

3) des contraintes axiales produites par la pression excédentaire et les variations de température lors de la cimentation de la colonne et l'exploitation du puits ;

4) des contraintes axiales dues au frottement de la colonne contre les parois du trou à la descente ;

5) des contraintes de compression exercées par une partie du poids propre lorsque la colonne se décharge sur le fond ;

6) de la pression en excès extérieure et intérieure ;

7) des contraintes fléchissantes résultant de la déviation des trous.

Dans le calcul de la colonne à la résistance les contraintes principales sont celles de traction dues à son propre poids et les pressions excédentaires extérieure et intérieure. Pour compenser les autres charges, le calcul à la traction se fait sans tenir compte de la perte de poids dans un liquide.

Notations principales adoptées dans le calcul

Distance de la tête de puits, m :	
jusque	
au sabot de la colonne	L
niveau du coulis de ciment	h
niveau du fluide dans la colonne	H
à l'horizon, susceptible d'infiltration de l'huile, du gaz et de l'eau	l
l'extrémité supérieure de la colonne perdue . . .	l_0
l'extrémité supérieure de la i-ième « longueur » du tubage	L_i
la section de calcul	z
Densité du gaz par rapport à l'air (relative)	ρ
Densité, g/cm³ :	
du fluide de mise sous pression	ρ_f
de la boue hors de la colonne	ρ_h
du fluide dans la colonne	ρ_c
du coulis de ciment hors de la colonne	ρ_{cim}
des roches sus-jacentes (moyennes).	ρ_r
de la boue dans la colonne	ρ_b
du fluide dans la colonne au cours de l'infiltration (minimale)	ρ_i
Pression, MPa :	
minimale intérieure dans un puits de pétrole et de gaz ou de gaz à la fin de l'exploitation excédentaire intérieure	p_{min}
à la tête de puits dans la période de mise en exploitation	p_t

intérieure à la profondeur z . . . . . p_{iz}
extérieure à la profondeur z . . . . . p_{ez}
intérieure excédentaire à la profondeur z . . . . . $p_{i.ez}$
extérieure excédentaire à la profondeur z . . . . . $p_{e.ez}$
critique excédentaire extérieure lorsque les contraintes subies par le corps du tube atteignent la limite d'écoulement . . . . . p_{cr}
critique excédentaire intérieure lorsque les contraintes subies par le corps du tube atteignent la limite d'écoulement . . . . . $p_{é}$
de gisement à la profondeur z . . . . . p_{gz}
Poids de la colonne, kN :
1 m de la i-ième « longueur » (théorique) . . . . . q_i
i-ième « longueur » . . . . . Q_i
poids total des « longueurs » sélectionnées . . . . Q
Charge, MPa :
de démarrage . . . . . P_d
admissible axiale . . . . . $[P]$
Température du gaz, K :
à la tête de puits . . . . . T_t
au fond . . . . . T_f
moyenne . . . . . T_{moy}
Coefficient de compressibilité . . . . . m
Coefficient de sécurité :
calcul à la pression excédentaire extérieure . . . n_1
calcul à la pression excédentaire intérieure . . . n_2
calcul à la traction . . . . . n_3
Coefficient de décharge de l'anneau cimenté . . . . . K
Limite d'écoulement du métal des tubes . . . . . $\sigma_é$

Voici les valeurs établies du coefficient de sécurité :

1. Pour le calcul de la pression excédentaire extérieure n_1 :

a) pour les tronçons de la colonne dans les limites de l'objet de production $n_1 = 1{,}0$ à $1{,}3$ en fonction de la stabilité des terrains constitutifs de la roche magasin ;

b) pour la partie restante de la colonne $n_1 = 1{,}0$.

Diamètre de la colonne, mm	Longueur de la colonne, m	Coefficient de sécurité n_3 pour les colonnes de production	
		verticales	inclinées
114 à 168	< 3000	1,15	1,3
178 à 219	> 3000	1,3	1,3
	< 1500	1,3	1,45
	> 1500	1,45	1,45

2. Dans le calcul de la pression excédentaire intérieure n_2 :

a) pour les tubes à diamètres de 114 à 219 mm, $n_2 = 1{,}15$;

b) pour les tubes à diamètre de 219 mm et plus, $n_2 = 1{,}52$.

Dans le calcul à la traction le coefficient de sécurité n_3 pour les colonnes de production (tubing) dépend de leur diamètre et de leur longueur.

Pour les tubages intermédiaires, y compris les colonnes perdues et les colonnes de surface, le coefficient de sécurité dépend également du diamètre et de la longueur des colonnes.

Diamètre de la colonne, mm	Longueur de la colonne, m	Coefficient de sécurité n_3
178-245	<1500	1,30
	>1500	1,45
273-324	<1500	1,45
	>1500	1,60
>324	<1500	1,60
	>1500	1,75

Les tubages (« longueurs ») composés de tubes fabriqués d'après les normes de l'API (American Petroleum Institute) se calculent avec les coefficients de sécurité suivants:

pour la pression excédentaire extérieure $n_1 = 1{,}125$;

pour la pression excédentaire intérieure $n_2 = 1{,}10$;

à la traction $n_3 = 1{,}75$.

Voici les valeurs adoptées des coefficients de décharge de l'anneau de ciment, K:

Diamètre de la colonne, mm	114-178	194-245	273-324	350-508
K	0,25	0,30	0,35	0,4

Calcul des colonnes de production (tubing)

On calcule d'abord les pressions intérieures et extérieures subies par la colonne dans la période d'exploitation lorsqu'elles atteignent les valeurs maximales et minimales. La disposition des niveaux des fluides dans le trou est schématisée par la figure VIII.7.

Les *pressions intérieures* atteignent généralement les valeurs maximales lors de la mise en production du puits (la tête de ce dernier étant fermée) ou lors du refoulement dans la couche d'un fluide, par exemple, lors de la fracturation hydraulique de la couche. Les valeurs minimales de ces pressions correspondent ordinairement à la période où le puits cesse d'être exploité.

Dans la période de la mise en production les pressions intérieures (pour $p_t > 0$) se calculent d'après la formule (fig. VIII.7, *c*):

$$p_{lz} = p_{gL} - 0{,}01\,\rho_l\,(L - z) \qquad 0 \leqslant z \leqslant L; \qquad \text{(VIII.3)}$$

au droit de la tête, $z = 0$:

$$p_{1z} = p_{gL} - 0{,}01\ \rho_1 L; \qquad \text{(VIII.4)}$$

au fond, $z = L$:

$$p_{1L} = p_{gL}. \qquad \text{(VIII.5)}$$

A la fin de l'exploitation (fig. VIII.7, *a*, *b*) elles ont pour expressions:

$$p_{1z} = 0, \qquad 0 \leqslant z \leqslant H; \qquad \text{(VIII.6)}$$

$$p_{1z} = 0{,}01\ \rho_1 (z - H), \qquad H \leqslant z \leqslant L. \qquad \text{(VIII.7)}$$

Après avoir déterminé les pressions intérieures, on dresse leurs diagrammes en coordonnées: profondeur du trou (m) — pression (Pa).

Les *pressions extérieures* sont établies pour les mêmes périodes d'exploitation du puits que dans le cas des pressions intérieures.

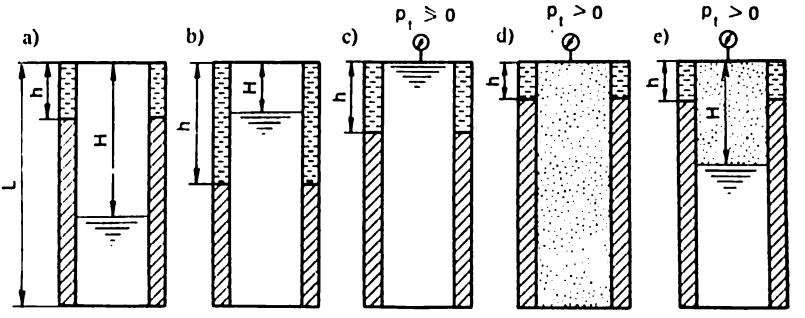


Fig. VIII.7. Disposition du niveau de fluide dans le puits

Dans un horizon non cimenté la pression extérieure a pour expression:

$$p_{ez} = 0{,}01\ \rho_h z, \qquad 0 \leqslant z \leqslant h; \qquad \text{(VIII.8)}$$

à la tête, $z = 0$:

$$p_{ez} = 0; \qquad \text{(VIII.9)}$$

en profondeur, $z = h$:

$$p_{eh} = 0{,}01\ \rho_h h. \qquad \text{(VIII.10)}$$

Dans l'horizon cimenté la pression au fond ($z = L$), compte tenu de la colonne composée de la boue et du coulis de ciment, ainsi qu'en prenant en compte la décharge de l'anneau cimenté, se calcule comme suit:

$$p_{eL} = 0{,}01\ [\rho_h h + p_{clm} (L - h)]\ (1 - K) + K p_{1L}. \qquad \text{(VIII.11)}$$

Le calcul de la grandeur p_{eL} pour le début de l'exploitation du puits se fait d'après la formule (VIII.3), et à la fin de l'exploitation, d'après la formule (VIII.5).

La distribution de la pression dans l'horizon cimenté est considérée comme linéaire de p_{eL} à p_{eh} ; elle est déterminée par la formule (VIII.8). D'après la valeur de la pression extérieure, on construit ses diagrammes.

Il convient de retenir que

a) pour le tronçon d'une couche pétrolifère augmenté de 100 m (50 m au-dessus du toit et 50 m au-dessous du pied de la couche) la pression extérieure est prise égale à celle de gisement

$$p_{ez} = p_{gz}; \qquad \text{(VIII.12)}$$

b) dans les zones des roches susceptibles d'éboulement, on adopte que la pression extérieure retenue est égale à la pression des terrains totale

$$p_{ez} = 0{,}01\rho_{ter}z, \qquad h \leqslant z \leqslant L. \qquad \text{(VIII.13)}$$

Le calcul suivant la formule (VIII.13) se fait pour le tronçon égal à l'épaisseur de la couche susceptible d'éboulement. Le tronçon est augmenté de 50 m (25 m au-dessus du toit et 25 m au-dessous du pied de la couche).

La *pression excédentaire extérieure* se calcule comme la différence entre la pression extérieure p_{ez} et intérieure p_{iz}, calculées pour la même période de temps (formules (VIII.8), (VIII.9) et (VIII.3), (VIII.7))

$$p_{i.ez} = p_{ez} - p_{iz}. \qquad \text{(VIII.14)}$$

Pour le calcul de la pression extérieure excédentaire maximale on porte dans (VIII.14) la valeur de la pression intérieure minimale.

Ci-dessous on donne les formules des pressions extérieures excédentaires pour la période où l'exploitation se termine, obtenues sur la base de la formule (VIII.14).

Dans l'horizon non cimenté:

pour $h > H$ (cf. fig. VIII.7, *b*):

$$p_{e.ez} = 0{,}01\,\rho_h z, \qquad 0 \leqslant z \leqslant H; \qquad \text{(VIII.15)}$$

$$p_{e.ez} = 0{,}01\,[\rho_h z - \rho_l (z - H)], \quad H \leqslant z \leqslant h; \qquad \text{(VIII.16)}$$

pour $h < H$ (cf. VIII.7, *a*):

$$p_{e.ez} = 0{,}01\rho_h z, \qquad 0 \leqslant z \leqslant h. \qquad \text{(VIII.17)}$$

Dans l'intervalle cimenté

$$\rho_{e.ez} = 0{,}01\,[(\rho_{clm} - \rho_l)\,L - (\rho_{clm} - \rho_h)\,h + \rho_l H]\,(1 - K). \qquad \text{(VIII.18)}$$

La distribution de la pression extérieure excédentaire au sein de l'horizon est linéaire. D'après ses valeurs, on construit leur diagramme.

La pression intérieure excédentaire est déterminée comme la différence des pressions intérieure p'_{iz} et extérieure p'_{ez} pour la même période de temps

$$p_{i.ez} = p'_{iz} - p_{ez}, \qquad \text{(VIII.19)}$$

où p'_{iz} est la pression intérieure subie par la colonne dans l'essai à l'étanchéité calculée d'après la formule

$$p'_{iz} = 1{,}1\ p_t + 0{,}01\rho_f z. \qquad \text{(VIII.20)}$$

p_t de la formule (VIII.20) se calcule d'après (VIII.3) pour $z = 0$.

Dans un horizon non cimenté la pression intérieure excédentaire se calcule comme suit (pour $0 \leqslant z \leqslant h$):

$$p_{ie.z} = 1{,}1\ p_t - 0{,}01\ (\rho_h - \rho_f)\ z, \quad 1{,}1p_t > p_{ex}; \qquad \text{(VIII.21)}$$

$$p_{i.ez} = p_{ex} - 0{,}01\ (\rho_h - \rho_f)\ z, \quad 1{,}1p_t \leqslant p_{ex}, \qquad \text{(VIII.22)}$$

où p_{ex} est la pression intérieure minimale dans la colonne mise à l'essai d'étanchéité, donnée par le tableau 33.

Tableau 33

Diamètre extérieur de la colonne, mm	Pression p_{ex} MPa	Diamètre extérieur de la colonne, mm	Pression p_{ex}, MPa
114-127	12,0	219-245	7,0
141-146	10,0	273-351	6,0
168	9,0	377-426	5,0
178-194	7,5		

Pour l'horizon cimenté la formule de la pression intérieure excédentaire est de la forme:

$$p_{i.eL} = (1{,}1p_t - 0{,}01\ [(\rho_{cim} - \rho_f)\ L - (\rho_{cim} - \rho_h)\ h])\ (1 - K),$$
$$1{,}1p_t > p_{ex}; \qquad \text{(VIII.23)}$$

$$p_{i.eL} = (p_{ex} - 0{,}01\ [(\rho_{cim} - \rho_f)\ L - (\rho_{cim} - \rho_h)\ h])\ (1 - K),$$
$$1{,}1\ p_t \leqslant p_{ex}. \qquad \text{(VIII.24)}$$

La *charge axiale produite par le poids propre de la colonne* est déterminée d'après le poids théorique du tubage descendu:

$$Q = \sum_1^n l_i q_i, \qquad \text{(VIII.25)}$$

où n est le nombre de « longueurs » de tubage.

Résistance des tubages

Le calcul des tubages à la pression extérieure excédentaire se fait d'après la valeur de la pression critique p_{cr}, à laquelle les contraintes dans le corps du tube atteignent la limite d'écoulement $\sigma_é$.

Pour les divers grades de résistance et les différentes épaisseurs de la paroi, la pression critique se calcule d'après la formule de G. Sarkissov:

$$p_{cr} = 1{,}1K_{min}\left\{\sigma_é + EK_0^2\rho\left(1+\frac{3e}{2\rho^3K_{min}}\right) - \right.$$
$$\left. - \sqrt{\left[\sigma_é + EK_0^2\rho\left(1+\frac{3e}{2\rho^3K_{min}}\right)\right]^2 - 4EK_0^2\rho\sigma_é}\right\}, \quad \text{(VIII.26)}$$

où $K_{min} = \delta_{min}/D$; $K_0 = \delta_0/D$; $\rho = \delta_0/\delta_{min}$; δ_{min} est l'épaisseur minimale de la paroi d'un tube à parois différentes, cm ; D, le diamètre extérieur nominal, cm ; e, l'ovalité du tube ; $\delta_{min} = 0{,}875\delta$; $\delta_0 = 0{,}905\delta$; $\rho = \delta_0/\delta_{min} = 1{,}034$; δ, l'épaisseur nominale de la paroi du tube, cm ; $E = 2{,}1\cdot 10^5$ MPa, le module d'élasticité.

Voici les valeurs de calcul maximales admises pour l'ovalité e:

Diamètre des tubes, mm . .	114-219	245-324	324
Ovalité, e	0,01	0,015	0,02

La pression extérieure excédentaire $p_{e.ez}$ pour les tubes de la « longueur » calculée ne doit pas dépasser la pression admissible:

$$p_{e.ez} \leqslant p_{cr}/n_1. \quad \text{(VIII.27)}$$

Les valeurs de n_1 sont augmentées de 10 % pour les tronçons des tubages, où les contraintes de traction axiales dépassent 0,5 $\sigma_é$.

La pression intérieure excédentaire à laquelle les contraintes dans le tube atteignent la limite d'écoulement est donnée par la formule:

$$p_é = 0{,}875\,\frac{2\delta}{D}\,\sigma_é. \quad \text{(VIII.28)}$$

La pression fournie par (VIII.28) ne doit pas dépasser la valeur admissible:

$$p_{i.ez} \leqslant p_é/n_2. \quad \text{(VIII.29)}$$

Pour le calcul à la traction des colonnes composées de tubes à filet de profil triangulaire (GOST 632-80) il y a la formule de Yakovlev-Choumilov. Cette même formule permet de définir la charge de démarrage, pour laquelle dans la section la plus dangeureuse du joint fileté les contraintes atteignent la limite d'écoulement:

$$P_d = \frac{\pi D_s b\sigma_é}{1+\eta\,(D_s/2l)\cot g\,(\alpha+\varphi)}, \quad \text{(VIII.30)}$$

où D_s est le diamètre moyen de la section suivant le creux du premier fil complet, cm ; b, l'épaisseur de la paroi du tube suivant le creux du même fil ; $\sigma_é$, la limite d'écoulement, MPa ; η, le coefficient de décharge égal à $b/(b + s)$, où s est l'épaisseur nominale de la paroi du tube ; l, la longueur du filet à profil complet, cm ; α, l'angle entre la surface d'appui du filet et l'axe du tube égal à 60° ; φ, l'angle de frottement égal à 7°.

Le poids Q de la colonne, donné par la formule (VIII.25), ne doit pas dépasser le poids admissible :

$$Q \leqslant [P] = P_d/n_3. \qquad \text{(VIII.31)}$$

Dans le calcul des colonnes à tubes à filet trapézoïdal les charges admissibles en traction $[P]$ se trouvent d'après l'expression

$$[p_{rup}] \leqslant P_d/n_3, \qquad \text{(VIII.32)}$$

où P_{rup} est la charge de rupture ; $n_3 = 1{,}8$.

Le choix de l'arrangement du tubage (sélection des tubes d'après les nuances de l'acier et les épaisseurs de la paroi) est une opération laborieuse même lorsqu'on utilise des tableaux spéciaux des valeurs des pressions extérieures excédentaires, calculées d'après la formule (VIII.26), des pressions intérieures excédentaires, calculées d'après la formule (VIII.28) et des charges de démarrage fournies par la formule (VIII.30).

Pour automatiser ces calculs, on emploie des ordinateurs et des programmes appropriés. Leur utilisation permet de réduire le temps que prennent les calculs, d'améliorer la précision des résultats, de rendre possible l'obtenion des solutions à versions multiples, ce qui assure le choix optimal de l'arrangement du tubage.

§ 5. Appareillage des colonnes

Pour assurer la descente normale du tubage et sa bonne cimentation, sa colonne doit être munie de plusieurs dispositifs dont l'ensemble constitue son *appareillage*. La figure VIII.8 montre la disposition de cet appareillage suivant la colonne du tubage.

Le tube inférieur reçoit par vissage la tubulure *1* porteuse du sabot *2* et du bouchon de guidage *3*. Entre le premier et le deuxième tubes est placée une soupape de retenue *4*, et entre le deuxième et le troisième tubes, la butée *5*. Pour interdire le contact du tubage avec les parois du trou, ce qui altère sensiblement la qualité de la cimentation, le tubage est muni de centreurs *6* suivant toute la hauteur de la montée du coulis de ciment hors du tubage. Le nombre de centreurs et les distances qui les séparent sont établis par calcul spécial.

Dans de nombreux pays, on recourt largement aux racleurs de diverses constructions, qui désagrègent le cake de filtration en

assurant un meilleur contact de la pierre de ciment avec la roche. Il en est de même pour les soupapes de retenue à étrangleur (fig. VIII.9). Cette soupape se compose de corps *1*, de la bague de pression *2*, du jeu de rondelles à fente en tôles d'acier *3*, du diaphragme de caoutchouc *4*, de la butée *5*, de la poire *6*, du limiteur *7*, de la

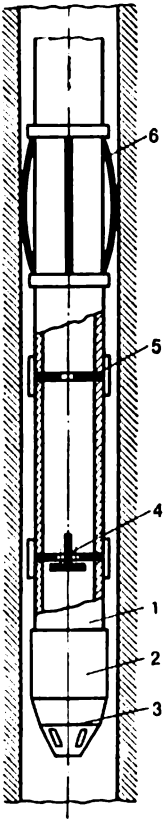
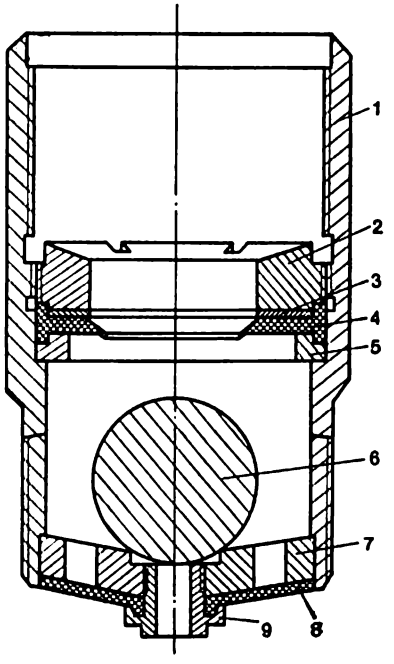


Fig. VIII.8. Disposition de l'appareillage de la colonne

Fig. VIII.9. Soupape de retenue à étrangleur



membrane élastique *8* et de l'étrangleur *9*. Toutes les pièces de la soupape (à l'exception du corps) se font en matériaux facilement forables. Ces soupapes sont placées ordinairement entre la tubulure du sabot et le premier tube du tubage. Elles sont descendues dans le puits sans poire, et le tubage peut se remplir lui-même de boue à travers l'orifice dans l'étrangleur. Avant le dernier nettoyage du trou, on laisse tomber la poire dans le tubage. La poire entraînée par le courant de la boue passe librement par la bague de pression et le jeu

des rondelles à fente, pour être chassé à travers le diaphragme et se loger sur le limiteur 7.

La circulation de la boue est réalisée par l'orifice du limiteur, les bords de la membrane élastique s'écartant de sa surface inférieure pour permettre ainsi à la boue de passer librement. Lorsque la cimentation prend fin sous l'action de la différence de pression (la pression dans la colonne près de la tête de puits étant diminuée), la poire est serrée contre le diaphragme de caoutchouc et assure ainsi une bonne étanchéité de la colonne.

La poire peut être jetée dans le tubage à un moment quelconque de la descente de ce dernier. La soupape travaille alors comme une soupape à plateau ordinaire. Le tubage doit donc être rempli de boue à partir de la tête de puits pour parer à la destruction de la soupape et à la rupture des tubes par compression.

§ 6. Etanchéité des joints filetés des tubages

A cet effet, on emploie des graissages différents qui contiennent de la poudre de graphite, du cuivre en paillettes, ainsi que de la poussière de plomb et de zinc. Le graphite et le cuivre préservent le filet des entailles, et le plomb et le zinc donnent au graissage son pouvoir d'étanchéité.

Le graissage à base de silicone est recommandé pour les puits dans lesquels la température atteint jusqu'à 200 °C.

Pour hermétiser les joints filetés des tubages prévus pour des puits de gaz, on utilise une composition polymérisante d'étanchéité à base de résine époxyde. Cette composition s'emploie avec l'addition d'un durcisseur. Le durcissement débutant 4 ou 6 h après sa préparation, on l'élabore à l'installation de forage par petites portions. Les joints rendus étanches par ce graissage sont pratiquement indémontables (après la polymérisation, le dévissage des filets est impossible).

L'hermétisation des joints filetés est assurée en plus des graissages par la préparation correcte des filets au vissage ; les filets doivent être soigneusement nettoyés et leur serrage doit correspondre à la valeur requise.

Pour le vissage, il faut appliquer un couple bien défini. Dans le cas des tubes en acier de grades Д et E de 146 mm de diamètre, la valeur du couple doit reposer entre 4000 et 6000 N·m, et des tubes de 168 mm, entre 4500 et 7000 N·m. Le dernier fil du filet du tube doit se confondre avec la face du manchon. L'écart admissible ne doit pas dépasser ±1 fil. Pour les tubes à résistance élevée (supérieure à celle du grade E) la valeur du couple peut être augmentée de 20 %.

L'API (American Petroleum Institute) recommande les couples suivants (écarts admissibles au vissage ±2 fils):

Diamètre extérieur du tube, mm	114	140	168
Couple, N·m	1700+500 −700	3700+1800 −900	4400+2200 −1100
Diamètre extérieur, du tube, mm	178	194	219
Couple, N·m	5300+2600 −1400	5300+2600 −1400	5700+2700 −1400

§ 7. Travaux préparatoires de la descente d'un tubage

Les tubes de la colonne de tubage sont transportés jusqu'à l'installation de forage et stockés sur des rayonnages dans l'ordre qui correspond à leur calcul à la résistance et leur descente dans le puits.

Chaque tube est soigneusement revisé. Tous les tubes comportant des repliures, des inclusions de scories, des stratifications du métal, des empreintes et des fissures sont rebutés. On dégage des tubes les manchons de protection et desserre les bagues. En présence des filets endommagés (empreintes, striages, etc.) les tubes sont également rebutés. Les filets sont soigneusement nettoyés. Ensuite, chaque tube est vérifié au gabarit rigide. La longueur du gabarit des tubes jusqu'à 146 mm de diamètre ne doit pas être inférieure à 150 mm, et pour des tubes de plus grand diamètre, à 300 mm. Après la mesure au gabarit, tous les tubes sont mis à l'essai sous pression à l'eau. Pour chaque section la pression est établie séparément. Le trou de sonde est également préparé pour recevoir le tubage et assurer non seulement une descente sans aléas, mais aussi une cimentation normale.

Au cours de la dernière passe de l'outil, on introduit dans la boue des additifs différents qui améliorent sa qualité tout en rendant plus faible le danger de blocage de la colonne de tubage (pétrole, etc.). D'après les mesures au diamétreur du diamètre du trou, on établit les emplacements des retrécissements du trou, des cavernes, des extractions et canaux, ainsi que les horizons où les angles azimutaux et zénithaux changent. D'après ces données, on établit le programme d'avancement dans le trou et l'appareillage nécessaire de la partie inférieure de la colonne du train de sonde. Il est recommandé de réaliser le trou avec un trépan à trois molettes par forage rotary, ce qui assure la rotation continue de l'outil, alors que le train de sonde en rotation améliore l'évacuation des déblais à partir du trou. La vitesse d'avancement au droit des rétrécissements est de 20 à 25 m/h, alors que partout ailleurs elle est de 30 à 40 m/h.

Les paramètres de la boue et son refoulement doivent correspondre aux valeurs prévues par le bordereau d'exécution. La vitesse de la

table de rotation ne doit pas être inférieure à celle du forage des horizons correspondants.

Une fois le trou foré, on le nettoie, retire la colonne du train de sonde pour amorcer la descente du tubage. Pendant cette descente le maître foreur mesure au décamètre en acier la longueur de chaque tube pour tenir compte de la longueur de la colonne descendue. Chaque tube amené vers le puits est encore vérifié au gabarit.

§ 8. Cimentation des puits de pétrole et de gaz

On appelle *cimentation* le processus de remplissage du trou ou de l'espace annulaire tubage-parois à la hauteur de l'horizon donné par une solution de matériaux de liaison (ciment, par exemple), qui ensuite à l'état de repos se transforment en pierre solide imperméable. La cimentation s'emploie pour isoler les unes des autres les couches perméables découvertes par le puits; établir des ponts de ciment isolant la partie inférieure du trou (par exemple, en s'attaquant à un nouveau trou); maintenir en suspension le tubage et assurer l'étanchéité de l'espace annulaire tubage-parois du trou; isoler les horizons d'absorption découverts par le puits; protéger le tubage contre la corrosion par les fluides de gisement agressifs, etc.

Matériaux de colmatage

On appelle *matériaux de colmatage* ceux qui gâchés à l'eau forment des suspensions susceptibles de se transformer ensuite en pierre dure imperméable.

Suivant le type du liant, on distingue:

1) ciment à base de portland;
2) ciment à base de laitier de haut fourneau;
3) ciment à base de mélange de calcaires et de grès;
4) autres ciments (à base de bellite, etc.).

Pour cimenter des puits, on n'emploie que les deux premiers.

Les ciments de colmatage et leurs coulis se distinguent en fonction des additifs comme ciments à sable, fibreux, à gel, de pouzzolane, résistants aux sulfates, expansifs, alourdis et allégés.

La liste actuelle des ciments de colmatage à base de portland et de laitier de haut fourneau compte:

1) le ciment portland pour les puits « froids » et « chauds » (ciment « froid » pour puits à température jusqu'à 50 °C, ciment « chaud », pour les températures allant jusqu'à 100 °C; densité du coulis: 1,88 g/cm^3);

2) les ciments allégés pour obtenir des coulis de densité de 1,4 à 1,6 g/cm^3 à base de portland de colmatage, ainsi que du mélange de laitier et de sable (pour les températures de 90 à 140 °C); comme additifs d'allègement, on utilise la poudre d'argile ou pierre ponce, gaize, diatomie, etc. pulvérisés;

3) les ciments alourdis pour obtenir des coulis de densité non inférieure à 2,15 g/cm³ à base de portland de colmatage pour les températures qui correspondent aux ciments « froids » et « chauds », ainsi qu'à base du mélange de laitier et de sable pour les températures de 90 à 140 °C (comme additifs d'alourdissement, on emploie la magnétite, la baryte, etc.);

4) les ciments thermostables à base de laitier et de sable pour les températures de 90 à 180 °C;

5) les ciments hydrophiles.

Les ciments de colmatage doivent satisfaire aux prescriptions essentielles suivantes:

par un tamis n° 008 (4900 trous/cm²) doivent passer au moins 85 % de l'échantillon retenu de ciment;

l'étalement du coulis à rapport eau-ciment de 0,5 (pour 1 kg de ciment 0,5 kg d'eau) ne doit pas être inférieur à 18 cm;

le début de la prise du coulis à rapport eau-ciment de 0,5 déterminé à la température de 22 ± 2 et 75 ± 3 °C (pour les puits «froids» et « chauds ») ne doit pas être inférieur à 2 h et 1h 45 mn respectivement, et la fin de la prise après gâchage à l'eau, à 16 h et 4h 30 mn;

la charge de rupture des échantillons de barres de 4 × 4 × 16 cm, confectionnés à partir du coulis à rapport eau-ciment de 0,5 après solidification pendant deux jours aux températures 22 ± 2 et 75 ± ± 3 °C, ne doit pas être inférieure à 2,7 et 6,2 MPa respectivement.

Le *portland de colmatage* est une poudre de composition minéralogique déterminée. Pour l'obtenir, on choisit les roches (calcaire, argile, etc.) de façon que leur mélange contienne 60 à 67 % de CaO, 17 à 25 % de SiO_2, 8 % de Al_2O_3, etc. Pendant le recuit de ce mélange à la température de 1300 à 1400 °C, il se forme des minéraux artificiels (clinkers), ainsi que du verre. Les minéraux clinkérogènes principaux sont l'alite, la bellite, la célite et l'aluminate tricalcique. Ensuite, le clinker est pulvérisé dans des moulins en additionnant pendant la mouture 3 à 6 % de gypse (pour régler les durées de prise et augmenter la résistance de la pierre de ciment) et jusqu'à 15 % d'additifs minéraux. Le ciment est mis dans des sacs à cinq couches de papier de 50 kg ou livré à l'usager dans des wagons spéciaux.

Pendant la conservation du portland dans des sacs son activité et sa résistance diminuent sous l'action de l'eau atmosphérique. Pour permettre une conservation durable, il existe des ciments hydrophiles (on y ajoute à la mouture des substances tensio-actives hydrophyles) utilisés surtout dans les régions septentrionales.

Propriétés des ciments de colmatage

Le mélange des ciments de colmatage avec l'eau déclenche des réactions d'hydratation et d'hydrolyse. Ces réactions dégagent une chaleur intense. La vitesse de l'hydratation (addition de l'eau aux

minéraux clinkérogènes) influe sur la vitesse de la prise et la dureté de la pierre de ciment ; cette vitesse croît avec la température et la finesse de la mouture et dépend du rapport eauciment, de la composition du ciment et de la minéralisation de l'eau.

La résistance de la pierre de ciment dépend du degré d'hydratation des matériaux clinkérogènes. La croissance la plus rapide de la résistance de la pierre se poursuit pendant 2 ou 3 premiers jours de la solidification. L'hydratation du ciment se poursuivant pendant de nombreuses semaines, la résistance de la pierre se renforce elle aussi. La résistance précoce est déterminée par l'alite dont l'hydratation est rapide. A hautes températures la résistance terminale est définie par la bellite qui se prête lentement à l'hydratation. Pour des puits à *t* élevée, on utilise des ciments à teneur élevée en alite.

Parmi les propriétés du coulis préparé à partir des matériaux de colmatage on s'intéresse surtout à la densité, à l'étalement, aux délais de prise et de l'épaissement, et parmi celles de la pierre de ciment, à la résistance, la perméabilité, la stabilité thermique, la stabilité à la corrosion, la plasticité, aux variations volumiques.

La *densité* du coulis est déterminée dans les conditions de laboratoire sur le pycnomètre, et à l'installation de forage, à l'aide de l'aréomètre (le même que celui employé pour les boues).

L'*écoulement* du coulis est établi à l'aide du cône (fig. VIII.10). Le cône *4* creux à l'intérieur est d'une capacité de 120 cm^3. L'appareil est monté sur un support métallique *1*. Pour mesurer l'étalement, le cône est placé au centre du verre *5* établi horizontalement d'après le niveau *3* à l'aide des vis de réglage *2* ; on verse dans le cône du coulis fraîchement confectionné jusqu'au niveau de la face supérieure du cône. Ensuite, on monte verticalement le cône, en mesurant d'après la graduation *6* le diamètre maximal et minimal du coulis étalé. L'étalement est déterminé d'après la demi-somme de ces diamètres. On admet qu'un bon étalement est égal à 18 cm.

Pour la cimentation des puits profonds à température élevée, ce mode de détermination de la mobilité du ciment de colmatage est insuffisant. Aussi, dans ce cas-là détermine-t-on l'*épaississement* du coulis à l'aide d'un appareil spécial, le consistomètre. Aux températures et pressions de fond, cet appareil renseigne sur la résistance opposée par le coulis aux lames du mélangeur qui assure son brassage. Le temps entre l'instant du gâchage du coulis et l'instant où sa consistance devient telle, qu'il ne se prête plus au refoulement par les pompes, s'appelle durée d'épaississeent.

Le *délai de prise* des ciments de colmatage est établi avec l'appareil de Vicat (fig. VIII.11). Dans cet appareil, la tige cylindrique en métal *1* se déplace librement dans le bâti *2*. La tige peut être fixée à une hauteur quelconque par la vis *3*. D'après l'indicateur de lecture *4* fixé à la tige et la graduation *5* aux traits millimétriques, on peut enregistrer la valeur du déplacement du pointeau *6* dont le diamètre

est de 1,1 mm et la longueur de 50 mm. La masse de la tige avec le pointeau et l'indicateur doit être de 300 g. L'appareil comporte la bague 7 dont les diamètres intérieurs sont: supérieur 65 mm; inférieur 75 mm, et dont la hauteur est de 40 mm.

La bague placée sur un support est remplie de coulis. Pour déterminer le délai de prise, on réalise le contact du pointeau avec la

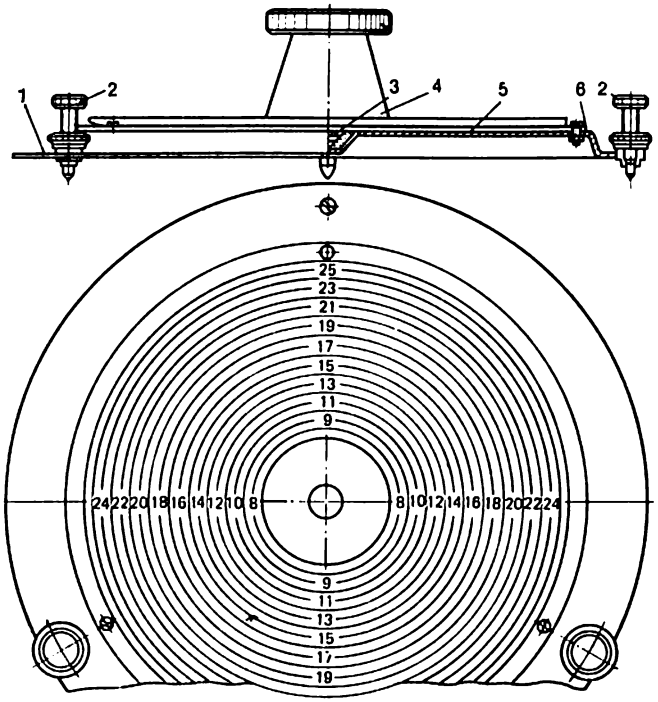


Fig. VIII.10.Cône pour la détermination de l'étalement du coulis de ciment

surface du coulis et bloque le pointeau par la vis, puis, en desserrant la vis, on laisse tomber la tige avec le pointeau.

Pour le début de la prise du coulis, on retient le temps de l'instant de gâchage à l'instant où le pointeau s'arrête à 0,5 ou 1 mm au-dessus du fond de la bague. Pour la fin de la prise, on retient le temps de l'instant de gâchage à l'instant, où le pointeau s'engage dans le coulis à 1 mm. Aux températures et pressions élevées, les délais de prise sont déterminées dans un autoclave.

Ces derniers temps, on emploie des coulis à faible rendement d'eau. Ce rendement est mesuré à l'aide de l'appareil BM-6.

La *résistance de la pierre de ciment* est évaluée d'après sa résis-

tance à la flexion. Celle-ci est déterminée pour les barres de ciment spéciales (40 × 40 × 160 mm) à l'aide d'une machine d'essai. La valeur de la résistance se calcule comme la moyenne arithmétique de trois résultats les plus proches obtenus sur cette machine.

La *perméabilité de la pierre de ciment* est déterminée sur un appareil spécial à gaz comprimé. Elle est considérée comme suffisante si elle est comprise dans les limites de 2 à 4 μ^2.

Stabilité thermique. Elle est définie d'après la variation de la résistance et de la perméabilité pendant une longue conservation à la température de l'essai.

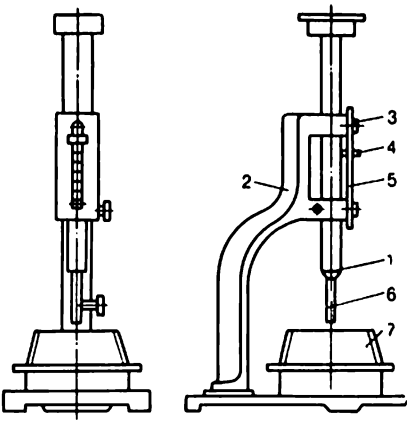


Fig. VIII.11. Appareil Vicat

La pierre de ciment est considérée comme *résistante à la corrosion* si, pendant sa longue conservation dans un milieu agressif, elle ne change pas d'une façon importante sa réssitance et sa perméabilité. La *plasticité* de la pierre de ciment consiste en son pouvoir de ne pas se fissurer au moment de la perforation du tubage. Ordinairement, la pierre est plastique à l'âge précoce lorsque sa résistance est faible.

Variations volumiques. Il faut qu'à la solidification la pierre ne donne pas de retrait qui altère la qualité de la cimentation. Il est désirable d'utiliser des coulis qui se dilatent à la solidification.

Réglage des propriétés des coulis et de la pierre de ciment

Ce réglage est assuré en modifiant le rapport eau-ciment, ainsi que par l'adjonction de différents agents chimiques qui accélèrent ou ralentissent les délais de prise et d'épaississement. Le rapport eau-ciment ne doit pas subir de variations importantes. Une augmentation sensible de la teneur en eau accroît la porosité et la perméabilité de la pierre, ce qui est inadmissible. Sa diminution altère la refoulabilité du coulis.

Pour améliorer la refoulabilité, on emploie des agents de plastification. Parmi ces agents il y a le lignosulfanate de calcium, la liqueur alcoolo-sulfitique condensée, le nitrolignine, etc. L'introduction de 0,1 à 1,0 % de ces agents dans l'eau de gâchage non seulement améliore la refoulabilité, mais permet encore de réduire le rapport eau-ciment jusqu'à 0,3 ou 0,36, ce qui augmente la densité du coulis à base de portland et la résistance de la pierre de ciment.

Pour cimenter les puits profonds aux températures élevées, il faut

que les délais d'épaississement et de prise des coulis assurent la réalisation normale de cette opération. A cet effet, on utilise les agents chimiques qui ralentissent ces délais, et, entre autres, l'acide borique, l'acide tartrique, l'hypan, le bichromate de potassium, etc. Tous ces agents sont dissouts au préalable dans l'eau de gâchage.

L'acide tartrique (jusqu'à 2 %) ralentit les délais de prise des coulis à base de portland et de laitiers, gâchés à l'eau douce et salée, à la température allant jusqu'à 200 °C.

L'acide borique (jusqu'à 1 %) ralentit les délais de prise des coulis à base de portland à la température allant jusqu'à 120 °C, et en combinaison avec l'acide tartrique, jusqu'à 200 °C.

L'hypan (jusqu'à 1 %) s'emploie en combinaison avec le bichromate de potassium pour ralentir les délais de prise des coulis à base de portland, gâchés à l'eau douce et salée, à la température allant jusqu'à 150 °C. L'hypan baisse le rendement d'eau des coulis.

Le lignosulfanate de calcium et la liqueur alcoolo-sulfitique condensée (jusqu'à 1 %) ralentissent la prise des coulis à base de portland fortement alourdis et contenant de la sable de quartz, à la température allant jusqu'à 150 °C.

La carboxyméthyl-cellulose (1,5 %) est un ralentisseur de la prise des coulis à base de portland à la température allant jusqu'à 150 °C. Elle diminue le rendement d'eau et altère la mobilité du coulis.

Le polyphénol forestier technique (jusqu'à 1 %) est un ralentisseur de la prise des coulis à base de portland, gâchés à l'eau douce et salée, à la température allant jusqu'à 100 °C.

Pour les puits à températures ordinaires (50 °C) et basses (au-dessous de zero, dans des terrains gelés pendant de nombreuses années), on emploie des accélérateurs des délais de prise. On utilise le calcium chloruré (1 à 5 %), le sodium chloruré (jusqu'à 2,5 %), le verre soluble (jusqu'à 5 %), la soude (1 à 5 %) et la potasse (1 à 3 %).

Le calcium et le sodium chlorurés s'emploient comme accélérateurs de prise à des températures au-dessous et au-dessus de zéro. Le verre soluble sert comme accélérateur de prise des coulis de colmatage à laitiers. La soude calcinée accélère les délais de prise des coulis à des températures légèrement au-dessus de zéro, et la potasse, à des températures au-dessous de zéro. Aux températures et pressions élevées, la résistance et la densité de la pierre de portland peuvent être accrues en additionnant au ciment du sable de quartz.

Modes de cimentation des puits

Il existe plusieurs modes de cimentation des tubages, à un étage, à deux étages, par manchettes et inverse.

La *cimentation à un étage* est le mode le plus usité (fig. VIII.12). Une fois le puits nettoyé, on engage dans le tubage le bouchon de séparation inférieur *4* (souvent, les colonnes sont cimentées sans bouchon

inférieur) et on visse la tête de cimentation spéciale *1*, dont les dérivations *2* sont reliées avec les lignes menant aux pompes de cimentation. Ces dernières injectent dans la colonne de tubage le

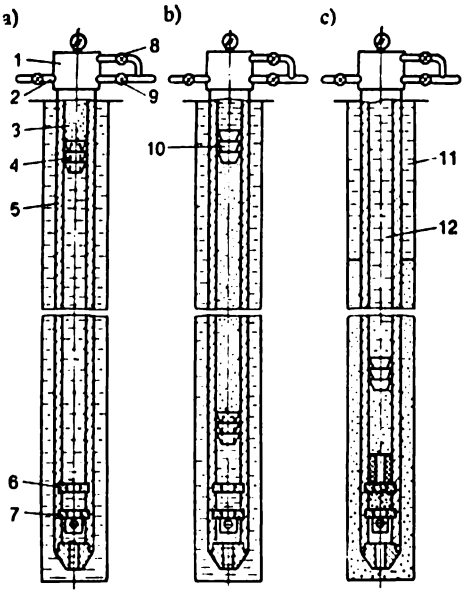


Fig. VIII.12. Cimentation à un étage:
a — refoulement du coulis de ciment; *b* — début du refoulement du fluide de chasse; *c* — étape d'achèvement de la chasse du coulis; *1* — tête de cimentation; *2* — dérivations latérales; *3* — coulis de ciment; *4* — bouchon de séparation inférieur; *5* — tubage; *6* — bague de butée; *7* — soupape de retenue; *8*, *9* — vannes de haute pression; *10* — bouchon supérieur; *11* — fluide de forage; *12* — fluide de chasse

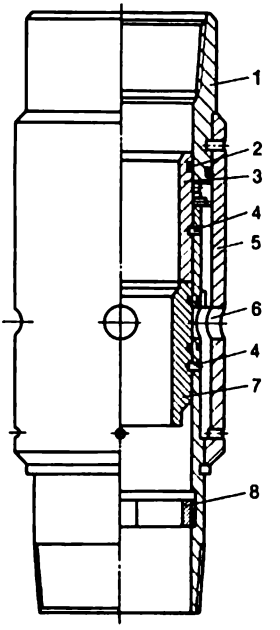


Fig. VIII.13. Manchon de cimentation à plusieurs étages:
1 — raccord de réduction supérieur; *2* — garniture d'étanchéité; *3* — bague supérieure; *4* — goupille de cisaillement; *5* — protecteur; *6* — trou; *7* — bague inférieure; *8* — limiteur de la bague inférieure

coulis de colmatage confectionné par des mécanismes appropriés. Le coulis *3* injecté à travers la tête de cimentation *1* dans le tubage *5* chasse de la colonne la boue *11* (à l'aide du bouchon inférieur ou sans lui). Après le refoulement dans le tubage du volume requis de coulis, la vanne *9* de la tête *1* est fermée pour laver les pompes et les lignes à l'eau. Ensuite, on dégage le bouchon de séparation supérieur *10*, suspendu à l'intérieur de la tête de cimentation, pour injector dans la colonne la boue *12* qui sert de fluide de chasse, après avoir ouvert au préalable les vannes *8*. Lorsque le bouchon s'engage dans la colonne, le fluide de chasse est également injecté par les dérivations latérales *2*. Le bouchon inférieur en atteignant la bague de butée *6* s'arrête, le diaphragme placé dans le bouchon est rompu par la pression, et le coulis s'engage à travers

le sabot dans l'espace annulaire tubage-parois du puits, remonte dans cet espace en chassant la boue. Lorsque le bouchon supérieur atteint le bouchon inférieur (ou la bague de butée), la pression dans le tubage croît brusquement, ce qui sert de signal pour l'arrêt de l'injection du fluide de chasse. Ensuite, les vannes *8* et *9* sont fermées, les lignes désaccouplées des dérivations de la tête, pour que la pression dans le tubage baisse jusqu'à sa valeur atmosphérique. Si la soupape de retenue *7* ne laisse pas passer du fluide, le puits est laissé au repos jusqu'à la solidification du coulis, les vannes de la tête de cimentation restant ouvertes. Si la soupape ne tient pas, on observe la variation de la pression sans la laisser pousser au-dessus de la valeur requise, en la baissant par l'une des vannes *9*.

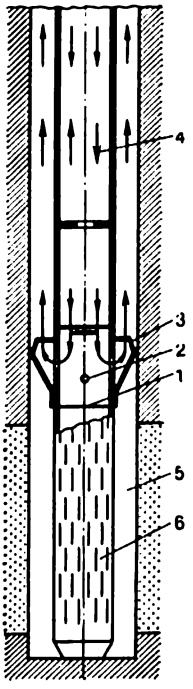


Fig. VIII.14. Appareillage de la partie inférieure du tubage dans la cimentation manchonnée

Cimentation à deux étages. Dans ce cas, l'horizon prévu pour être rempli de coulis de ciment est divisé en deux parties. A la limite de séparation, est établi un manchon de cimentation spécial (fig. VIII. 13).

D'abord la cimentation porte sur la partie inférieure de la colonne. A cet effet, on injecte dans le tubage la première portion de coulis de volume nécessaire pour remplir l'espace annulaire entre le sabot de la colonne et le manchon de cimentation. Ensuite, on injecte le fluide de chasse. Lorsque celui-ci remplit dans la colonne le volume du manchon de cimentation jusqu'au sabot de la colonne sans le volume de la chemise de cimentation (généralement, 15 à 20 m), on place dans la colonne le bouchon inférieur et injecte encore le fluide de chasse. Après avoir atteint la bague inférieure *7*, le bouchon se pose sur son rebord et lorsque la pression croît, repousse la bague en bas. Alors, les trous *6* s'ouvrent. La bague ne peut se déplacer en bas au-delà du limiteur 8. Ensuite, le puits est lavé pour injecter la deuxième portion de coulis de volume nécessaire pour remplir l'espace annulaire de la partie supérieure de la colonne. Puis on place dans la colonne le bouchon supérieur et refoule le fluide de chasse. Lorsque le bouchon supérieur vient se loger sur le rebord de la bague supérieure *3*, la bague se déplace en bas sous la pression du fluide de chasse et ferme les trous *6*.

La cimentation à deux étages s'emploie dans les cas suivants: 1) absorption du coulis dans les couches inférieures et sa grande remontée dans l'espace annulaire; 2) différence brutale des tempéra-

tures dans les zones inférieure et supérieure de l'horizon de la remontée du coulis ; 3) impossibilité d'expédier jusqu'au derrick les techniques de colmatage en quantité nécessaire ; 4) manifestation éventuelle de fortes pressions pendant la chasse du coulis.

Le *recours à la cimentation par manchettes* est relativement rare ; elle s'emploie lorsque l'horizon productif ne possède pas d'intercalations aquifères et de nappe d'eau inférieure (fig. VIII.14). Ce mode de cimentation se distingue de celui à un étage par la présence du filtre *6*, du disque plein *1* et de la manchette annulaire *3* qui interdit la pénétration du coulis dans l'espace annulaire *5* à la hauteur de l'horizon productif. Le coulis de ciment *4* passe dans l'espace annulaire à travers les trous *2* percés dans le tube du tubage.

La *cimentation inverse* consiste à injecter le coulis depuis la tête dans l'espace annulaire, alors que la boue, se trouvant dans le puits, atteint la surface du jour en suivant la colonne du tubage. Ce mode demeure pour le moment dans le cadre des expériences.

Matériel de cimentation

La figure VIII.15 représente le mélangeur de ciment. La trémie *1* est posée sur le châssis d'un camion *2*. A l'intérieur, la trémie com-

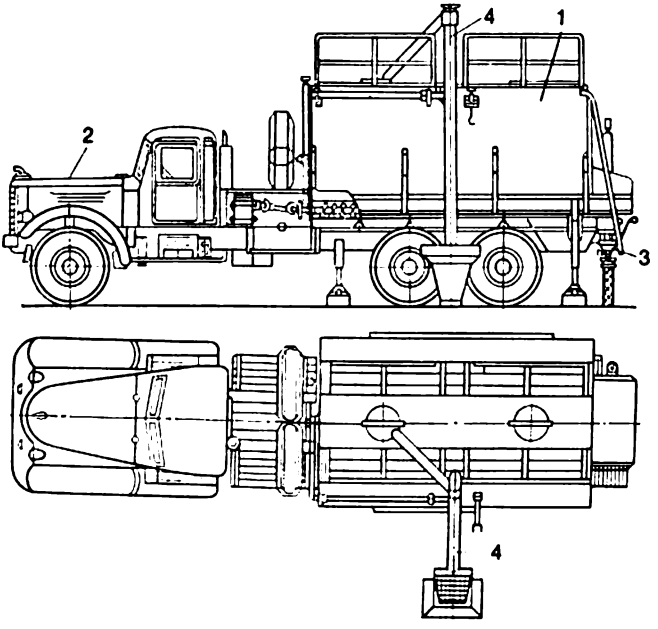


Fig. VIII.15. Mélangeur de ciment autoporté

porte deux vis sans fin de décharge horizontales qui repoussent le ciment sec dans le dispositif de brassage *3*. Pour charger la trémie,

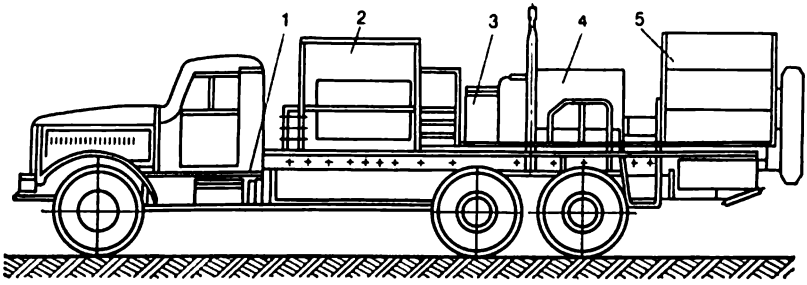


Fig. VIII.16. Groupe de cimentation autoporté:
1 — châssis de camion ; *2* — moteur à combustion interne ; *3* — boîte de vitesses ; *4* — pompe ; *5* — capacité de mesure

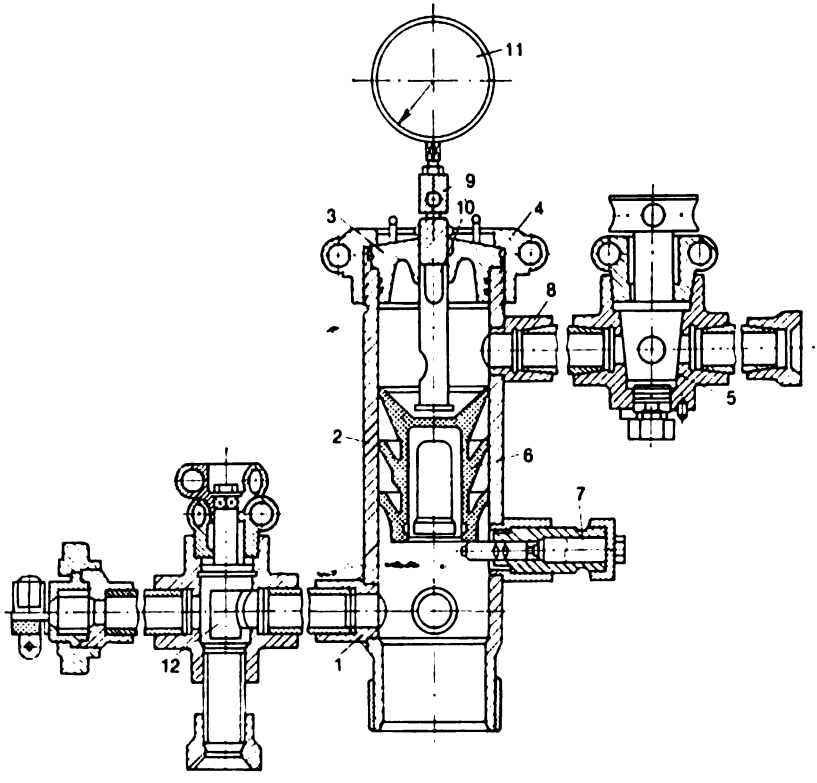


Fig. VIII.17. Tête de cimentation

il y a le transporteur à vis sans fin *4*. La trémie peut recevoir 20 t de ciment sec. La machine peut être utilisée également pour le transport de 10 t de ciment. Un mélangeur peut fournir de 0,01 à 0,027 m³/s de coulis ou traiter de 1,65 à 4,5 t/mn de portland sec.

Les unités de cimentation sont prévues pour l'injection et la chasse dans le puits du coulis de colmatage (fig. VIII.16). Ces installations permettent également de préparer à l'aide des malaxeurs hydrauliques le coulis de ciment. Pour contrôler le volume du fluide de chasse, l'unité comporte des capacités de mesure.

La tête de cimentation (fig. VIII.17) sert pour relier la tête de la colonne aux pompes des unités de cimentation et se compose du corps *2*, de quatre dérivations inférieures *1* à vannes *12*, du couvercle *3* à manomètre *11*, du dispositif de séparation *10* et des vannes à trois voies *9*, *12*. Le couvercle est fixé au corps par un écrou à chapeau *4*. A l'intérieur du corps le bouchon de chasse *6* est fixé par l'arrêtoir *7*. La dérivation supérieure *8* à vanne *5* sert, lorsque l'arrêtoir dégage le bouchon, à le chasser dans la colonne.

Pour accélérer l'accouplement de la tête de cimentation aux pompes, on emploie une unité autoportée des manifolds.

Le processus de cimentation est contrôlé par la station qui se compose de laboratoire autoporté, de l'unité du manifold avec capteurs du débit du fluide, de la pression et de la densité. Elle est munie de l'équipement pour les communications par téléphone et par radio à haute voix. La station est prévue pour le travail simultané de six malaxeurs et de 14 unités de cimentation.

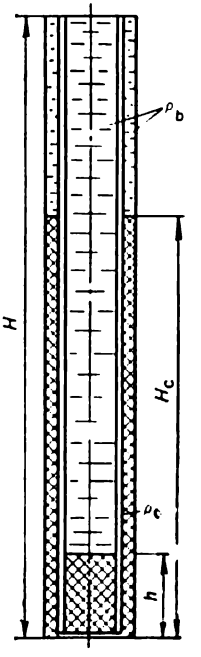


Fig. VIII.18. Schématisation de la cimentation du tubage

Méthodologie du calcul de la cimentation des tubages

Pour calculer la cimentation d'une colonne, on détermine la quantité de matériau sec nécessaire pour le colmatage, la quantité d'eau pour son gâchage, le volume du fluide de chasse, la pression maximale à la fin de la cimentation, le nombre nécessaire de mélangeurs et d'unités de cimentation et le temps nécessaire pour réaliser tout le processus de cimentation.

Illustrons la cimentation à un étage par un exemple concret (fig. VIII.18).

Données de départ : colonne du tubage de 273 mm descendue à la profondeur de 2000 m ; diamètre du puits $D = 320$ mm ; diamètre extérieur des tubes $d_1 = 273$ mm ; diamètre intérieur des tubes $d_2 = 255$ mm ; hauteur de la remontée du coulis $H_{clm} = 1500$ m ; densité de la boue $\rho_b = 1350$ kg/m³ ; densité du coulis $\rho_{clm} = 1860$ kg/m³ ; la bague de butée est établie à la hauteur $h = 20$ m.

1. Cherchons le volume du coulis nécessaire :

$$v_{clm} = \frac{\pi}{4}\left[K_1 (D^2 - d_1^2) H_{clm} + d_2^2 h\right], \qquad \text{(VIII.33)}$$

où K_1 est le coefficient qui rend compte de l'augmentation du volume du coulis, nécessaire pour combler les cavernes. Il se calcule pour chaque puits d'après les diagraphies. Adoptons $K_1 = 1{,}15$.

Portons dans (VIII.33) les données de départ pour obtenir le volume du coulis :

$$V_{clm} = 0{,}785\,[1{,}15\,(0{,}320^2 - 0{,}273^2)\,1500 + 0{,}255^2 \cdot 20] = 38{,}4 \text{ m}^3.$$

2. Quantité de ciment sec nécessaire pour préparer le volume requis de coulis à rapport eau-ciment 1 : 2 (50 % de l'eau par rapport à la masse du ciment), calculée d'après la formule :

$$G_{clm} = V_{clm}\rho_{clm}\,\frac{1}{1+m}, \qquad \text{(VIII.34)}$$

où $m = 0{,}5$ est le rapport eau-ciment :

$$G_{clm} = 38{,}4 \cdot 1{,}86\,\frac{1}{1+0{,}5} = 47{,}6 \text{ t}.$$

3. Quantité de ciment sec nécessaire pour confectionner le coulis, compte tenu des pertes de ciment par gâchage,

$$G'_{clm} = K_2 G_{clm}, \qquad \text{(VIII.35)}$$

où K_2 est le coefficient qui rend compte des pertes par gâchage ($K_2 = 1{,}05$ à $1{,}15$).

Si on utilise les mélangeurs, $K_2 = 1{,}05$,

$$G'_{clm} = 1{,}05 \cdot 47{,}6 = 50 \text{ t}.$$

4. Quantité d'eau pour la préparation du volume calculé du coulis :

$$V_{eau} = 0{,}5 G'_{clm} = 0{,}5 \cdot 50 = 25 \text{ m}^3. \qquad \text{(VIII.36)}$$

5. Volume requis du fluide de chasse :

$$V_{ch} = \Delta\,\frac{\pi d_2^2}{4}\,(H - h) + V, \qquad \text{(VIII.37)}$$

où Δ est le coefficient qui rend compte de la compressibilité de la boue ($\Delta = 1{,}03$ à $1{,}05$; adoptons $\Delta = 1{,}03$), V, la capacité du manifold (adoptons $V = 0{,}8$ m³).

Alors

$$V_{ch} = 1{,}03 \cdot 0{,}785 \cdot 0{,}255^2\,(1500 - 20) + 0{,}8 = 79{,}3 \text{ m}^3.$$

Si le tubage se compose de tubes à parois de diverses épaisseurs, le volume du fluide de chasse s'obtient comme la somme des volumes des tronçons des tubages de même épaisseur des parois.

6. Pression maximale avant la mise en place du bouchon supérieur sur la bague de butée, déterminée par l'équation

$$p_{max} = p_1 + p_2, \qquad \text{(VIII.38)}$$

où p_1 est la pression due à la différence des densités du fluide dans l'espace annulaire et les tubes; p_2, la pression nécessaire pour surmonter les résistances hydrauliques;

$$p_1 = 10^{-4}\,[(H - H_{clm})\,\rho_b + H_{clm}\rho_{clm} - (H - h)\,\rho_b + h\rho_{clm}].$$

Dans notre exemple (cf. fig. VIII.18):

$$p_1 = 10^{-4}\,[(2000 - 1500)\,1350 + 1500\cdot 1860 -$$

$$- [(2000 - 20)\,1350 + 20\cdot 1860] = 7{,}51 \text{ MPa}.$$

La grandeur p_2 est fournie ordinairement par des formules empiriques. La formule la plus usitée est celle de Chichenko-Baklanov:

pour les puits de profondeur jusqu'à 1500 m:

$$p_2 = 0{,}001\,H + 1{,}6 \text{ MPa}; \qquad \text{(VIII.39)}$$

pour les puits plus profonds que 1500 m:

$$p_2 = 0{,}001\,H + 0{,}8 \text{ MPa}. \qquad \text{(VIII.40)}$$

Pour notre exemple,

$$p_2 = 0{,}001\cdot 2000 + 0{,}8 = 2{,}8 \text{ MPa}.$$

$$p_{max} = 7{,}51 + 2{,}8 = 10{,}3 \text{ MPa}.$$

7. Le nombre de mélangeurs pour ciment est déterminé par le poids de ciment sec et la capacité de la trémie d'une unité égale à 20 t. Adoptons $n_1 = 3$, c'est-à-dire trois mélangeurs pour ciment à trémie de 20 t.

8. Le nombre d'unités de cimentation est donné par la condition d'assurer une vitesse définie d'écoulement du coulis dans l'espace annulaire.

Si le puits rend possible l'absorption, la vitesse d'écoulement du coulis est prise égale à celle de la boue dans l'espace annulaire au-delà des masses-tiges au cours de la dernière passe du trépan. Lorsque l'absorption est improbable, la vitesse v de l'écoulement du coulis au-delà de la colonne de surface et des colonnes intermédiaires est recommandée d'au moins 1,5 m/s, et pour les colonnes de production, de 1,8 à 2,0 m/s. Dans ce cas, le nombre d'unités de cimentation, compte tenu d'une unité de réserve, est

$$n = \frac{0{,}785 K_1 (D^2 - d_1^2)\,v}{Q_{IV}} + 1, \qquad \text{(VIII.41)}$$

où v est la vitesse d'écoulement du coulis, m/s; G_{IV}, la productivité de l'unité de cimentation à la IV-e vitesse de la boîte de vitesses, m/s. Il en est ainsi du fait que, généralement, la chasse commence à la IV-e vitesse. Adoptons $Q_{IV} = 0{,}540$ m³/mn ou 0,09 m³/s, la pression maximale étant alors égale à 10,2 MPa.

En adoptant $v = 1{,}5$ m/s, on obtient

$$n = \frac{0{,}785\cdot 1{,}15\,(0{,}32^2 - 0{,}273^2)\,1{,}5}{0{,}009} + 1 = 4{,}2.$$

Retenons $n = 5$.

9. Cherchons le temps nécessaire pour l'exécution de toute l'opération de cimentation du tubage (du puits).

Le temps t_{clm} nécessaire pour la cimentation se compose du temps absorbé par le gâchage t_g, le dégagement du bouchon supérieur et le lavage du manifold du coulis $t_{l.m}$ (généralement, à cet effet, on prévoit 10 mn), du temps nécessaire pour chasser le coulis t_{ch} et l'établissement de la pression « stop » t_{st}

lors de la mise en place du bouchon sur la bague de butée (cette opération est ordinairement exécutée par une unité qui, ensuite, injecte le dernier volume du fluide de chasse de 0,8 à 1,0 m³) :

$$t_{cim} = t_g + t_{l.m} + t_{ch} + t_{st}. \qquad \text{(VIII.42)}$$

Pour le calcul du temps de gâchage, il faut tenir compte que les mélangeurs sont mis en marche successivement l'un après l'autre après l'établissement du régime. Cet établissement demande 1 à 3 mn. En adoptant la productivité d'un mélangeur égale à 2 t/mn , on peut calculer le temps de gâchage.

Le temps de travail du premier mélangeur est de 20 : 2 = 10 mn, deux minutes plus tard entre en service le deuxième mélangeur qui travaille aussi 10 mn, dont 8 mn il travaille en même temps que le premier ; ainsi, les deux mélangeurs travaillent ensemble pendant 12 mn. Le troisième mélangeur est mis en marche deux minutes après le deuxième et peut gâcher 10 t de ciment pendant le temps que fonctionne le deuxième mélangeur. Ainsi, le temps de gâchage est de 12 mn.

Pour chasser 79,3 m³, il faut cinq unités de cimentation à productivité de 0,54 m³/mn chacune. Le temps de la chasse sera 79,3 : 5·0,54 = 29 mn. Le dernier 1 m³ est injecté par une unité à la II-e vitesse à laquelle le refoulement de la pompe est de 0,182 m³/mn, et le temps de travail de l'unité, 1 : 0,182 = 6 mn. Donc, le temps de cimentation t_{cim} = 12 + 10·29 + 6 = = 57 mn.

Le temps de cimentation ne devant pas dépasser 0,75 du temps depuis le début de la prise (épaississement), choisissons le ciment et son traitement de façon que le début de la prise de son coulis ne dure pas moins de 57 + 0,25·57 = = 72 mn.

Amélioration de la cimentation. Mesures principales

La qualité de la cimentation d'un puits est évaluée d'après la totalité du remplacement de la boue par le coulis et d'après l'adhérence de la pierre de ciment à la roche et à la colonne. La chasse de la boue par le coulis est plus complète dans les cas suivants.

1. Lorsque l'injection du coulis est précédée de celle d'une certaine quantité de fluide amortisseur qui empêche le mélange de ces fluides, lave la partie meuble du cake de filtration et de la boue collée à la surface des tubages et diminue les résistances hydrodynamiques.

Comme fluides de ce type on utilise l'eau et les fluides spéciaux auxquels on rapporte ceux d'érosion, de lavage, d'adhésion et d'aération. Le tableau 34 renseigne sur la composition et la destination des fluides amortisseurs spéciaux employés pour la cimentation des puits.

2. Lorsque la différence entre les densités du coulis et de la boue est grande, il est recommandé de ne pas la rendre inférieure à 250 kg/m³.

3. Pour une faible valeur de la tension statique de cisaillement de la boue (il est recommandé de la baisser en 1 mn jusqu'à 0 ou $0{,}5 \cdot 10^{-6}$ Pa).

4. Avec le déplacement axial du tubage en haut et en bas (non recommandé pour des colonnes lourdes).

Tableau 34

Fluide amortisseur	Composition de la suspension par 1 m³ d'eau, kg						Destination
	ciment	sable quartzeux	argile pulvérisée	oxyde * fortement dispersé	substances tensio-actives	Air, N·m³	
d'érosion	200	400	—	—	5,0 Liqueur alcoolo-sulfitique condensée	—	Suppression par lavage de la partie meuble du cake, du film d'huile, augmentation de la rugosité des parois
	—	400	100	—		—	
	200	400	40	—	1,0 ОП-10	—	
	175	68	7	1,0 АБ	+ **	—	
de lavage	—	—	—	—	—	—	Suppression par lavage du film d'huile à partir des parois du puits et de la colonne
d'adhésion	—	—	—	1,0 АМ	0,5 ОП-10	—	Suppression des films d'huile, amélioration de l'adhérence de la pierre de ciment à la roche et au métal
d'aération	280	100	20	0,5 АБ	—	32	Prévention de l'absorption du coulis de ciment, diminution de la pression hydrostatique, renforcement de la chasse de la boue
	280	100	20	1,0 АМ	0,5 ОП-10	32	
	280	100	20	0,5 АМ	0,5 servo	24	
	175	68	7	1,0 АБ	—	40	

* АБ-butoxyaérosil ; АМ-métoxyaérosil.
** Solution aqueuse de substances tensio-actives (servo, saparol, ДС-РАС ou shkopaw qu'on introduit en quantité de centièmes ou dixièmes fractions de volume.

5. En présence des centreurs (conformément aux calculs) suivant toute la longueur du tronçon de la montée du coulis.

6. Lorsque le coulis de ciment se solidifie et la pression excédentaire dans le tubage baisse jusqu'à la pression atmosphérique.

Chapitre IX

DÉCAPAGE ET ESSAIS DES HORIZONS PRODUCTIFS

§ 1. Décapage des horizons productifs

Les horizons productifs (de pétrole et de gaz) sont découverts deux fois, la première, au trépan, et la deuxième, après le cuvelage des terrains par le tubage.

La pratique de forage des puits de pétrole et de gaz a permis d'établir que la technologie du décapage d'un horizon au trépan est influencée par la valeur de la pression de gisement directement proportionnelle à la profondeur ; la nature du fluide saturant la couche (pétrole, gaz) ; l'allure de la roche magasin (fissurée, poreuse) ; la température des roches, etc. Parmi les facteurs mentionnés, c'est la pression de gisement qui guide surtout le choix de la technologie du décapage de l'objet productif.

D'après sa valeur les roches magasins forment trois groupes:

1) à pression de gisement élevée anomales $p_g > p_{hydr}$;

2) à pression proche de la valeur hydrostatique $p_g \geqslant p_{hydr}$;

3) à pression inférieure à la valeur hydrostatique $p_g < p_{hydr}$.

Les roches magasins à pression de gisement anomalement élevée sont décapées en utilisant les boues de forte densité. Ceci est conditionné par le fait que la colonne de boue dans le puits doit exercer sur l'horizon à décaper une pression légèrement supérieure à celle de gisement.

Il arrive souvent que pour décaper des couches à pression élevée anomale et à perméabilité faible, on emploie des boues de densité réduite. Alors, pour assurer l'équilibre entre les pressions de gisement et de fond sur la tête de puits et dans l'espace annulaire, on crée une pression excédentaire. La somme de la pression excédentaire sur la tête et de la pression hydrostatique doit être égale à la pression de gisement.

Les roches magasins du deuxième groupe sont découverts en utilisant les boues à argile, les boues à faible teneur en phase solide, les boues à base d'huile et à base d'eau industrielle traitée aux agents tensio-actifs.

Les roches magasins du troisième groupe sont décapées en recourant aux boues à base d'huile, boues émulsionnées, au lavage local, ainsi qu'au balayage à l'air ou au gaz.

Les horizons productifs des premier et deuxième groupes sont découverts en soumettant la boue à une pression supérieure à celle subie par la couche. Si la pression de la boue est plus faible, le pétrole et le gaz peuvent envahir le puits. Ceci peut provoquer un jaillissement ou une éruption incontrôlée, l'une des formes les plus pénibles des incidents. En présence de la boue à pression inférieure à celle de la couche, le filtrat de la boue et les petites particules de sa phase solide pénètrent dans les pores, les canaux et les fissures, et, en cas d'absorption, c'est encore le fait du fluide de forage lui-même. Tout ceci modifie les paramètres naturels du terrain dans la zone du fond, la perméabilité de la couche diminue, la valeur de sa saturation en pétrole et en gaz change.

On appelle *zone voisine du fond* la partie de la couche qui adhère au trou et où le décapage modifie les paramètres naturels de la couche.

La tâche principale de tout mode de décapage d'un horizon productif est d'assurer au maximum la conservation des paramètres naturels de la couche, dont la perméabilité est le facteur essentiel. Avant tout, on prend des mesures pour prévenir l'absorption de la boue par la couche. En pénétrant profondément dans la couche par absorption, la boue élargit non seulement la zone voisine du fond, mais peut encore altérer d'une façon irréversible sa perméabilité, ce qui peut faire baisser le débit du pétrole (du gaz) et diminuer la production d'huile par la couche. La couche absorbe ordinairement en cas de la pression excessive de la boue et son action élargit les fissures naturelles existantes tout en formant de nouvelles. Il faut donc choisir une densité de la boue telle qu'elle réduise au minimum l'excès de pression de la boue pour rendre impossible les infiltrations (0,5 à 1,0 MPa supérieure à la pression de gisement).

Sous l'action de la pression excédentaire de la boue sa phase liquide s'infiltre dans la roche magasin dont les pores et les canaux reçoivent alors des particules solides. En se déposant ces particules réduisent la perméabilité de la couche. L'action du filtrat, surtout de l'eau, présente plusieurs aspects. L'eau comme filtrat remplace le pétrole et le gaz dans les pores et les canaux et par là même empêche la manifestation de leur pression dans le sens du puits, ce qui contribue au gonflement des particules argileuses et diminue la perméabilité de la couche, forme des émulsions eau-huile stables et à viscosité élevée qui bloquent les canaux suivis par l'huile et le gaz, produit sur les parois des canaux et des pores des films qui réduisent la perméabilité de la couche pour le pétrole et le gaz ; le filtrat minéralisé amorce l'interaction chimique avec l'eau de gisement et peut ainsi

donner des substances difficilement solubles et insolubles qui encore bouchent les canaux et les pores.

En utilisant pour le décapage des couches pétrolifères et gazéifères des boues à base de l'eau, il faut diminuer leur perte d'eau. Les fluides de forage à faible perte d'eau forment à la surface de la couche perméable un fin cake élastique peu perméable qui entrave la pénétration du filtrat et des particules solides. Pour le décapage, il vaut mieux utiliser les boues à faible teneur en phase solide.

La diminution de l'influence sur la couche de l'eau qui s'y est infiltrée s'obtient en utilisant des boues inhibées, c'est-à-dire traitées aux agents tensio-actifs qui ralentissent la marche des réactions du filtrat avec la roche et l'eau de gisement et rendent en plus hydrofuge la surface des pores et des canaux.

La boue à base d'eau doit avoir une faible viscosité. Ceci est défini par l'action du gaz qui pénètre dans le fluide lors du décapage de la couche. Le gaz pénètre par diffusion dans la boue avec les déblais. A mesure que la boue monte vers la surface, la pression diminue, les gaz dissout et libre qui s'y dégagent se dilatent et diminuent la densité du fluide. L'action de la pression en excès de la boue sur la couche diminue, ce qui peut entraîner la manifestation de la couche. On a remarqué que plus la viscosité du fluide de forage est grande, plus sa saturation en gaz est élevée et plus à la surface il est difficile de dégager le gaz du fluide.

Ainsi, pour utiliser les boues à base d'eau pour le décapage des couches de pétrole et de gaz, il faut que:

a) la densité du fluide soit telle que la pression de sa colonne exercée sur la couche soit légèrement supérieure à celle de gisement;

b) la perte d'eau par la boue ne soit pas élevée;

c) sa viscosité soit minimale au possible;

d) la teneur en phase solide soit basse;

e) la boue soit traitée aux inhibiteurs.

Pour conserver la perméabilité naturelle de la couche, le plus efficace est d'utiliser les boues à base d'huile (à la chaux et au bitume, émulsions hydrophobes, etc.). Le filtrat de ces boues est un fluide hydrocarburé de même nature que le pétrole et le gaz; donc, le filtrat de la boue à base d'huile n'influe pratiquement pas sur les paramètres de la couche. Les faibles volumes d'utilisation de ces boues sont définis par leur confection compliquée et leur prix élevé, ainsi que par le caractère spécial de leur emploi (danger d'incendie accru par suite des étalements et des pertes de fluide hydrocarburé, de gas-oil, d'encrassement du matériel, etc.).

§ 2. Essai des horizons productifs en cours de forage

Dans le forage des puits d'exploration, surtout dans les sondages de reconnaissance, la disposition des horizons productifs n'est pas connue; il n'y a donc aucun sens de prendre des mesures pour amé-

liorer la qualité de leur décapage. Il en est ainsi du fait que, pour appliquer ces mesures, il faut forer de grands tronçons de la coupe privés d'horizons pétrolifères et gazéifères, et, par suite, dépenser des ressources complémentaires. Par ailleurs, les objets productifs découverts au trépan, mis en évidence par les carottages ou les méthodes géophysiques, peuvent sous l'action prolongée de la boue donner lieu à une faible productivité ou même à aucune venue des fluides de gisement (eau, pétrole, gaz). D'autre part, il n'est pas exclu que les essais portent sur les objets présentant peu d'intérêt, mais absorbant du temps et des ressources.

Une information complète sur la couche, les fluides qui la saturent et les paramètres de gisement (pression, productivité, perméabilité) peut s'obtenir par essai des tronçons prometteurs au cours du forage des puits à l'aide des testers de formation.

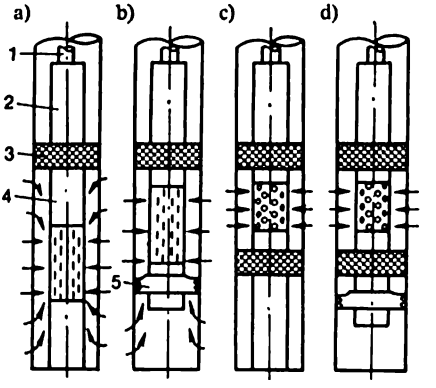


Fig. IX.1. Essai des couches:
1 — colonne de tiges de forage; 2 — tester; 3 — packer; 4 — colonne perdue à crépine; 5 — dispositif d'appui sur les parois du trou

Actuellement, dans le forage des puits, on emploie des testers de trois types: descendus dans le trou sur la colonne du train de sonde; descendus dans le trou sur le câble et descendus à l'intérieur du train de sonde. L'essai de la venue à l'aide du tester de formation se fait avec (fig. IX.1, *a*) et sans (fig. IX.1, *b*) appui sur le fond de la taille. On peut également procéder par la méthode sélective de l'essai des objets aussi bien par l'une que par l'autre méthode (fig. IX.1, *c* et *d*). Les tester à tubes sont utilisés à une échelle particulièrement large.

Le principe de fonctionnement d'un tester à tube consiste à isoler à l'aide d'un packer (ou de deux packers dans le cas de l'essai sélectif) le tronçon à étudier de la partie restante du puits. Ensuite, on baisse la pression pour obtenir la dépression nécessaire dans l'espace sous le packer ou entre les packers. La valeur de la dépression est réglée par la hauteur de la colonne de fluide dans le train de sonde, ainsi que par la densité. Sous l'action de la dépression, les fluides de gisement viennent dans le puits et à travers le puits, en passant par le filtre, dans le train de sonde. Le manomètre de fond porté par le tester enregistre toutes les variations de la pression dans le puits. Un échantillonneur spécial permet de prendre des échantillons des fluides de gisement (pétrole, eau) à leur venue dans le train de sonde ou les remonter au jour directement dans le tester (dans l'espace

entre les soupapes d'admission et d'arrêt). Le thermomètre à maximum, placé dans une poche spéciale du tester, enregistre la température de fond.

La figure IX.2 schématise la succession des opérations et donne les diagrammes des pressions enregistrées par le manomètre de fond.

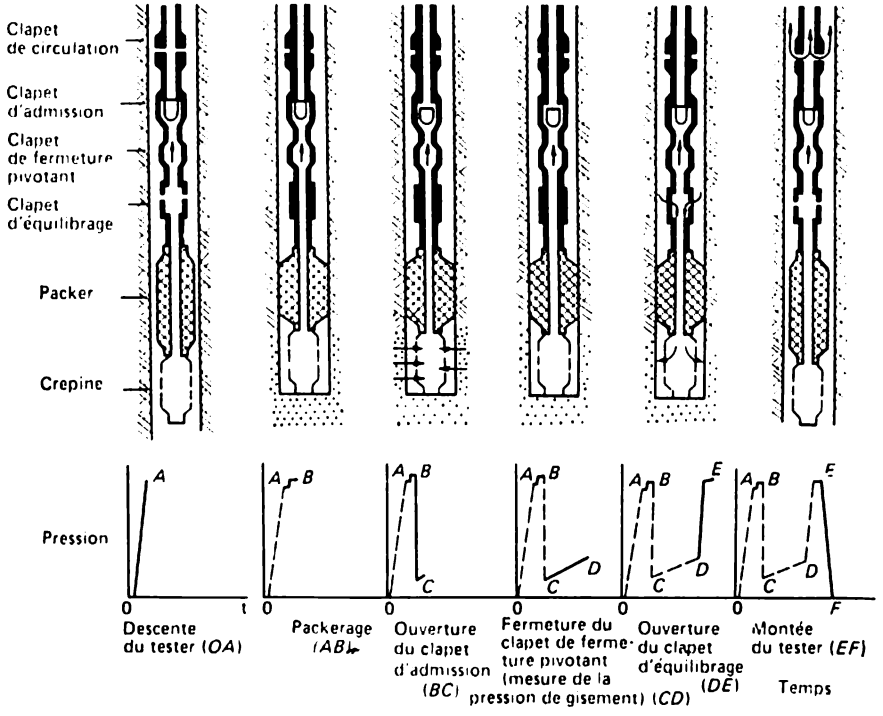


Fig. IX.2. Déroulement des opérations dans l'essai des couches et diagrammes des pressions enregistrées par le manomètre de fond

On voit que le tester comporte un système de soupapes dont la commande est assurée à partir de la surface du jour.

Le *clapet de circulation* est prévu pour la circulation directe et inverse, ce qui permet de chasser des tiges de forage le fluide retiré de la couche, et, dans le cas du coincement du train de sonde, établir un bain.

La *soupape d'admission* sert pour faire communiquer l'espace au-dessous du packer avec l'enceinte intérieure du train de sonde et créer la dépression sur les couches mises à l'essai.

La *soupape d'arrêt rotative* isole l'espace sous le packer de l'enceinte intérieure du train de sonde pour obtenir la courbe de rétablissement de la pression et de la pression de gisement.

La *soupape d'équilibrage* est nécessaire pour rétablir la pression initiale dans l'espace sous le packer et créer une pression excédentaire de la boue pour rendre plus facile le démontage du packer.

En déchiffrant et en traitant spécialement les données, on obtient les valeurs de la pression de gisement, de perméabilité, de productivité de l'horizon et ses autres paramètres. D'après les échantillons des fluides de gisement, on établit ce qui sature les pores de la couche (le pétrole, le gaz ou l'eau).

L'essai des couches au cours du forage des puits est un facteur important pour rendre le forage des puits de reconnaissance plus efficace et accélérer leur construction. Ceci fait que chaque année les testers de formations sont employés toujours plus.

Chapitre X

FORAGE DES PUITS DANS LA DIRECTION DONNÉE (PUITS DÉVIÉS)

Dans le forage rotary le trou de sonde s'écarte de la direction verticale. Ses directions éventuelles dans l'espace (dans les roches) sont les suivantes: strictement verticale (fig. X.1, *a*), inclinée à la verticale (fig. X.1, *b*); inclinée à la verticale avec déviation progressive dans un plan (fig. X.1, *c*); inclinée à la verticale avec plusieurs incurvations spatiales (fig. X.1, *d*).

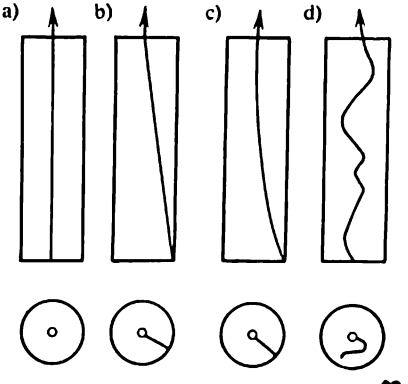


Fig. X.1. Formes des déviations des trous de sonde

§ 1. Causes et conséquences de l'incurvation spontanée du trou de sonde

Pour des raisons diverses le trou de sonde subit pendant le forage des incurvations ou déviations spontanées. Dans ces conditions, la taille des puits forés verticalement se trouve déplacée par rapport à ses positions d'avant-projet à des dizaines et des centaines de mètres. Il arrive qu'une forte incurvation rend nécessaire le reforage, ce qui impose de grands frais matériels et techniques et demande une main d'œuvre importante.

Les conséquences des déviations spontanées présentent une défaillance qui se traduit par les phénomènes suivants:

1) usure accrue des tiges de forage;

2) retenue et coincement du train de sonde pendant les manœuvres par suite de grands efforts absorbés par le frottement contre les parois du puits;

3) détermination de la charge réelle subie par le trépan, rendue plus difficile par le frottement des tiges contre les parois;

4) complication de la liquidation de divers incidents du fait que l'outil prend dans le trou une position excentrique;

5) descente des tubages rendue plus difficile et mauvais cuvelage du trou;

6) formation des canaux à la hauteur des inflexions, sources des coincements des masses-tiges par suite de leur grippage lors de la remontée de l'outil;

7) ordre d'exploitation du champ pétrolifère compromis et, par suite, index de production de l'huile par couche plus faible.

La déviation spontanée est due aussi bien à des facteurs naturels que techniques et technologiques.

Parmi les facteurs naturels il y a le pendage des couches, l'alternance des couches de dureté différente, leur schistosité et stratification, la fissuration, la présence des cavernes, des plans de clivage, ainsi que l'anisotropie des roches qui fait que leurs propriétés dans le sens de la stratification ne sont pas les mêmes qu'à travers de cette dernière.

Aux facteurs techniques et technologiques on rapporte: incurvation de la partie inférieure du train de sonde lors de l'application à l'outil d'une charge axiale; utilisation des tiges incurvées; arrangement irrationnel de la partie inférieure de l'outil de forage. Le défaut d'horizontalité de la table de rotation et le mauvais centrage du derrick sont, dans la période initiale du forage, à l'origine de l'écart du trou de la verticale. Entre les facteurs qui viennent d'être passés en revue, le facteur principal est la courbure de la partie inférieure du train de sonde sous l'action de la charge axiale.

La déviation du puits en un point O donné est caractérisée par deux éléments:

a) angle de déviation ou zénithal θ qui traduit l'écart de l'axe du trou par rapport à la verticale (l'angle égal à $90° - \theta = \eta$ s'appelle angle d'inclinaison du trou; il caractérise l'écart de son axe par rapport à l'horizontale);

b) angle azimutal α qui montre la direction du trou projetée sur la surface horizontale par rapport aux points cardinaux, ordinairement, par rapport au nord.

Pour un azimut constant, le trou est dévié dans un plan; lorsque l'azimut est variable, on observe sa déviation spatiale.

L'idée sur la position du trou de sonde dans l'espace est donnée par deux de ses projections sur les plans vertical et horizontal (fig. X.2).

Examinons le schéma de la déviation d'un puits foré dans des roches à déclivité et dont la dureté alterne. La figure X.3 schématise les forces en action au droit de contact des terrains tendres et durs.

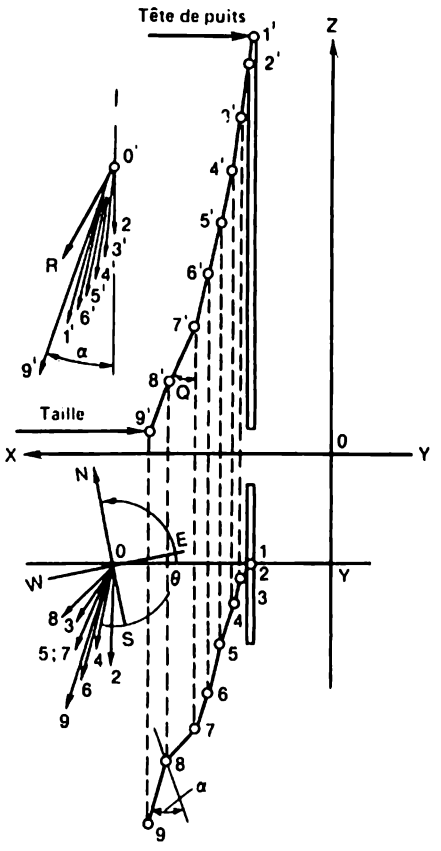
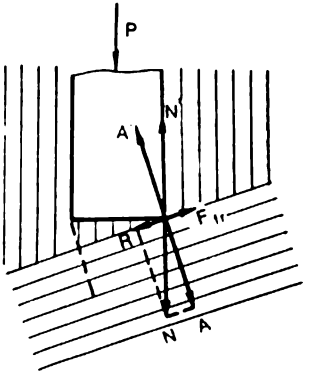


Fig. X.2. Projections verticale et horizontale de l'axe dévié du puits:
angles zénitaux θ et azimuts α de différents tronçons de l'axe sont déterminés par les rayons issus des pôles *O'* (projection verticale) et *O* (projection horizontale)

Fig. X.3. Forces en action dans le forage d'une roche au trépan



La force R repousse l'outil de la verticale, alors que la force de frottement F_{fr} s'oppose à cette action. Pour que la force R désagrège la roche dure, il faut que $F_{fr} \geqslant R$. Si $R > F_{fr}$, le trépan glisse suivant le contact des roches, dans tous les autres cas il s'engage dans la roche dans la direction de la force A, alors que le trou s'écarte de la verticale, c'est-à-dire que le trou subit une déviation. Lorsque le trépan passe des terrains durs dans des terrains tendres, on observe le processus inverse, bien que moins net.

§ 2. Prévention et lutte contre les déviations

Pour prévenir la déviation d'un puits dans la période initiale de son forage, on vérifie le centrage du derrick et si la nécessité se présente, on l'établit, on vérifie l'horizontalité de la table de rotation au niveau à pendule, ainsi que la rectilignité du tube d'entraînement, de la masse-tige et des tiges de forage. Tous les tubes dont la courbure dépasse la norme établie sont rebutés.

A mesure de l'approfondissement du puits la courbure du trou commence à subir l'influence des facteurs naturels, techniques et technologiques (incurvation de la partie inférieure du train de sonde sous l'action de la charge axiale, déclivité des roches de différente dureté, etc.). Les mesures à entreprendre pour prévenir l'incurvation des trous par les facteurs mentionnés se ramènent à renforcer la rigidité de la partie inférieure du train de sonde pour prévenir sa courbure, à centrer la partie inférieure du train de sonde par rapport à l'axe du trou, à régler les paramètres du régime de forage tels que la charge axiale et la vitesse de rotation du trépan.

Dans la pratique des travaux de forage pour prévenir la déviation, on recourt à un arrangement de la partie inférieure de la colonne fondé sur les principes suivants: 1) l'aplomb (fig. X.4, *a*, *b*); 2) le centrage de la partie inférieure du train de sonde (fig. X.4, *c* à *j*); 3) l'effet gyroscopique de la masse en rotation.

La figure X.4, *a* représente l'arrangement typique de la partie inférieure de la colonne du train de sonde, où l'on utilise le principe d'aplomb. On s'efforce là de pousser au maximum la masse près du trépan *1*. La charge axiale doit alors être telle que la partie inférieure de l'arrangement (masses-tiges (*2*) ou dispositif de stabilisation au-dessus du trépan (*7*)) ne s'incurve pas, ne perd pas sa forme rectiligne. Or, de telles charges n'assurent pas, généralement, une désagrégation efficace des terrains. Aussi, applique-t-on ordinairement des charges axiales sous l'action desquelles la partie inférieure du train de sonde *3* prend la forme d'une spirale spatiale. La charge axiale à laquelle la tige rectiligne commence à s'incurver s'appelle charge critique du premier ordre. Il existe des charges du deuxième ordre et des ordres plus élevés. Dans ce cas, l'arrangement de la partie inférieure de la colonne le plus efficace est fondé sur le centrage de la partie inférieure du train de sonde. Ces arrangements sont de deux types, à pendule et rigide.

Arrangement à effet de pendule (fig. X.4, *c* à *e*). L'effet de pendule est assuré par la pose des centreurs *4*, *5*, *8* à une certaine distance de l'outil. Cet arrangement s'emploie actuellement pour composer l'angle de courbure ou pour diminuer la courbure sans utilisation des dispositifs de déviation. L'effet de l'action de l'arrangement diffère suivant la mise en place du centreur à de différentes distances de l'outil.

Les *arrangements rigides* (fig. X.4, *f* à *j*) sont utilisés pour le forage sous de fortes charges axiales. La prévention de la courbure des tiges s'obtient en plaçant des centreurs *4*, *5*, *8* au droit de la courbure éventuelle des tiges dans la partie inférieure de la colonne.

Les arrangements représentés sur la figure X.4 s'emploient surtout dans le forage rotary. Dans le forage aux moteurs d'attaque on

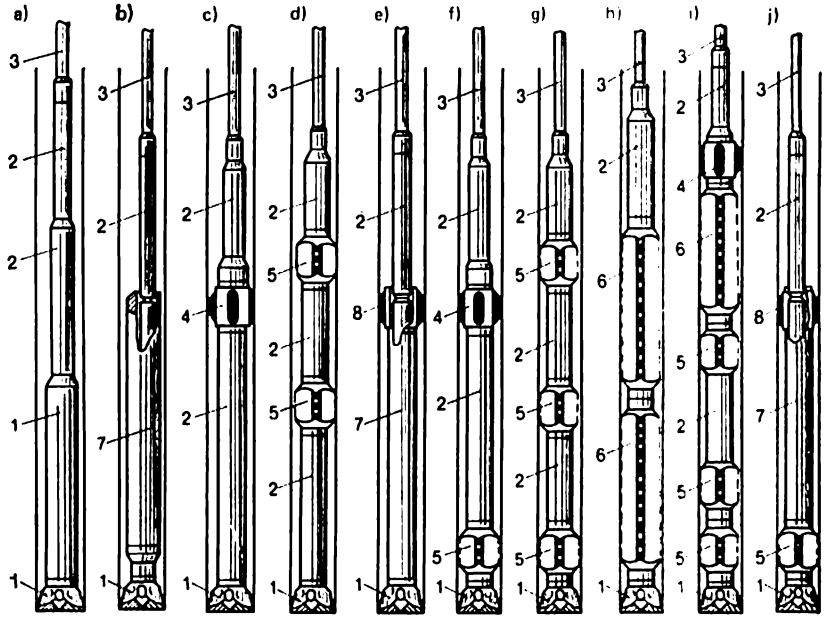


Fig. X.4. Arrangement de la partie inférieure de la colonne de forage, prévu pour parer aux déviations du puits:

1 — trépan; *2* — masse-tige; *3* — tige de forage; *4* — centreur à lames de caoutchouc; *5* — centreur carré; *6* — stabiliseur carré; *7* — dispositif de stabilisation au-dessus du trépan; *8* — centreur

utilise également des arrangements rigides en plaçant les centreurs au-dessus du trépan et de la turboforeuse.

L'effet gyroscopique est appliqué seulement dans le turboforage. Comme gyroscope on utilise un tronçon de masse-tige de diamètre maximal (pour le diamètre donné du puits). Parfois, entre le trépan et le tronçon de la masse-tige, on place un calibreur sous la forme de centreur.

Dans le forage avec utilisation des arrangements qui préviennent la déviation des puits, il faut:

1) employer de tels arrangements dès le début du forage du tronçon prévu pour le cuvelage ultérieur par le tubage;

2) ne pas changer la rigidité de l'arrangement surtout dans le sens de son augmentation, du fait que ceci fait croître le danger de coincement de l'arrangement dans le puits pendant les opérations de manœuvre ;

3) forer au besoin tout le tronçon exécuté par un arrangement moins rigide avec un arrangement plus rigide ;

4) réduire l'angle de courbure en diminuant la charge axiale et en employant des arrangements à effet de pendule lorsque l'écart de la verticale dépasse la norme établie.

Après la correction de la courbure, il faut forer le tronçon avec un arrangement rigide pour prévenir le coincement de la colonne. La déviation du puits peut être corrigée (en diminuant l'angle zénithal et modifiant la direction du puits) à l'aide de l'équipement employé pour le forage des puits dirigés.

§ 3. Forage des puits dirigés

On appelle puits *dirigé* ou *dévié* celui dont le trou est orienté spécialement en un point éloigné de la projection verticale de sa tête. Le forage dirigé s'emploie surtout pour l'exécution des puits sous des zones couvertes par des immeubles et des ouvrages ; sous les marais, les cours d'eau et les ravins ; du bord de la mer sous son fond ; à partir des fondations marines, ainsi que des fondations construites dans des sites fortement marécageux ; dans les champs à fort pendage ; pour liquider une éruption incontrôlée d'un puits qui a percé une couche active.

Les trous déviés peuvent être forés aussi bien au rotary que par des moteurs d'attaque. Lors de l'application de la méthode au rotary, le processus de la déviation est intermittent, réalisé par des tailles successives dans la direction requise à l'aide des dispositifs à coins spéciaux. Dans le forage par des moteurs d'attaque on utilise un arrangement de la partie inférieure de la colonne qui crée sur le trépan une force déviatrice en action permanente pendant l'opération. Cette force est orientée suivant l'azimut nécessaire.

En U.R.S.S. les trous dirigés sont forés par des moteurs d'attaque (turboforeuses, électroforeuses, moteurs volumétriques).

Les puits dirigés peuvent être exécutés suivant des profils différents. Ceux-ci doivent être tels qu'ils puissent assurer l'obtention de l'écart en temps prévu et avec des frais minimaux. On utilise surtout les quatre profils suivants (fig. X.5).

1. Le profil (fig. X.5, *a*) est constitué de trois tronçons : vertical *1*, à courbure progressivement croissante *2*, et rectiligne *3*. Ce profil n'est pas appliqué à une large échelle du fait qu'il impose du temps et des ressources complémentaires pour assurer le passage de la courbure au tronçon rectiligne *3*.

§ 3. Forage des puits dirigés

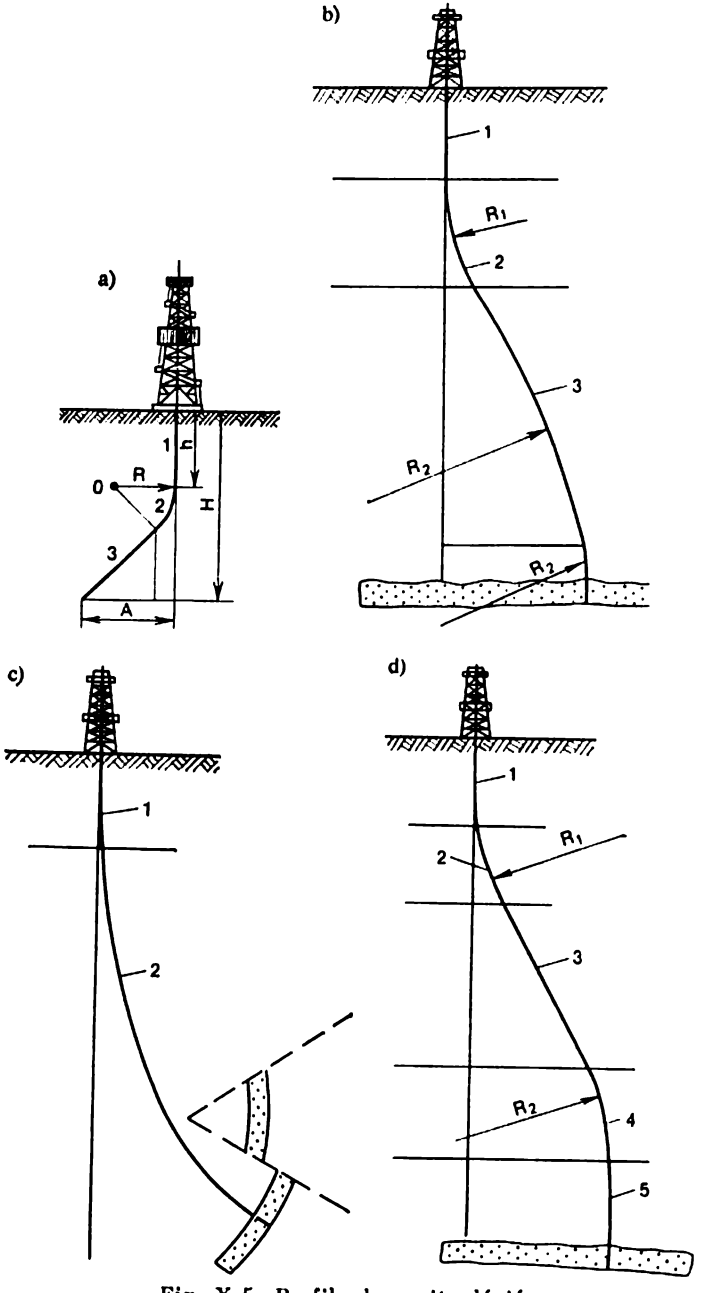


Fig. X.5. Profils des puits déviés

2. Le profil de la figure X.5, *b* se compose du tronçon vertical *1* (ce tronçon peut avoir un petit écart suivant l'azimut nécessaire), du tronçon à courbure progressivement accusée *2* et du tronçon *3* à courbure décroissante. Ce profil est le plus usité. Les arrangements déviateurs sont utilisés seulement sur le tronçon *2*. Le tronçon *3* est foré avec l'utilisation des arrangements ordinaires de la partie inférieure de la colonne avec décroissance naturelle de la valeur du zénith. C'est le profil le plus économique.

3. Le profil de la figure X.5, *c* s'emploie dans des conditions géologiques spéciales ; il se compose du tronçon vertical *1* et du tronçon de la courbure croissante *2*.

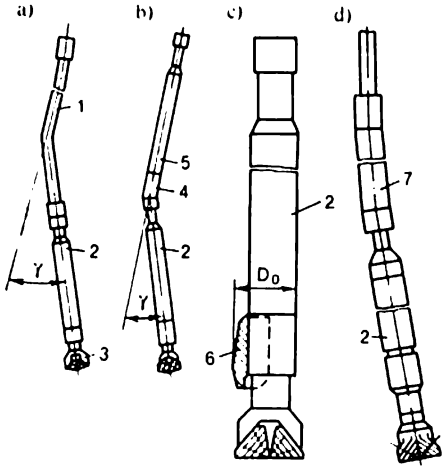


Fig. X.6. Arrangements de la colonne de forage comportant des déviateurs

4. Le profil de la figure X.5, *d* est appliqué pour le forage des puits dont la profondeur est supérieure à 3000 ou 3500 m, alors que la coupe possède plusieurs horizons productifs. Le profil se compose de cinq tronçons : vertical *1*, à courbure croissante *2* ; à courbure constante *3* ; à courbure décroissante *4* et deuxième tronçon vertical *5*.

Sifflets déviateurs et leur orientation. Pour la déviation de la verticale on emploie des dispositifs spéciaux, les sifflets déviateurs. Les conditions géologiques favorables rendent possible le forage des puits déviés avec l'utilisation de la courbure naturelle et des arrangements à effet de pendule de la partie inférieure de la colonne.

La figure X.6 représente certains types des sifflets déviateurs. Le tube courbe (fig. X.6, *a*) a été le premier à être utilisé à l'étape initiale du turboforage pour l'exécution d'un puits dévié. L'arrangement de la partie inférieure de la colonne comportait le trépan *3*, la turboforeuse *2* et le tube incurvé *1*. Dans plusieurs cas, au joint de la turboforeuse était soudée une applique appelée joint excentrique (fig. X.6, *c*). De nos jours, on utilise largement un raccord de réduction courbe *4*, au-dessus duquel on place une masse-tige (fig. X.6, *b*), ainsi qu'un déviateur à sifflet *7* (fig. X.6, *d*) qui forme un tronçon de masse-tige dont les axes des filets des joints (mâle et femelle) sont gauchis par rapport à l'axe du tube dans le même sens et le même plan.

Pour orienter le trou du puits dans le sens nécessaire, il faut

établir correctement le déviateur dans le trou et l'orienter. Dans les tronçons verticaux dont la courbure est inférieure à 5°, on utilisait autrefois la méthode de la descente du déviateur depuis la surface jusqu'au fond : par pointage de chaque « longueur » de forage d'après le repère choisi à la surface ; descente d'après les repères portés sur les joints des tiges ; transfert à l'aide des gabarits spéciaux de la position du déviateur de la tige précédente à la tige successive. Toutes ces méthodes sont très laborieuses et n'assurent pas la précision suffisante de la mise du déviateur à l'azimut imposé.

Actuellement, pour l'orientation des déviateurs dans les puits dont l'angle zénithal est inférieur à 5°, on utilise à une large échelle des clinomètres de série, appareils prévus pour la mesure des angles zénithal et azimutal.

Ces appareils (fig. X.7) se composent d'un tube *4* diamagnétique, par exemple, en duralumin, dans lequel est placée une gouttière *3* en matérieu amagnétique bloquée par les bagues *2* et *6* de même matériau. L'inclinaison de la gouttière doit coïncider avec la direction de l'action du déviateur. La bague *6* est liée par le tube en duralumin *7* à la bague d'acier *8* et au raccord de réduction *9* pour assurer la rotation du déviateur. La gouttière doit se trouver au moins à 1,5 m des raccords de réduction en acier pour qu'ils n'influent pas sur les affichages du clinomètre.

L'arrangement composé du trépan, de la turboforeuse, du déviateur et du dispositif décrit est descendu au fond, puis on remonte l'outil au-dessus du fond de 0,5 à 1,0 m. A l'intérieur des tiges de forage on descend le clinomètre *5* attaché au câble *1*. En atteignant la gouttière, le clinomètre prend la position oblique dans le plan de l'action du déviateur. On mesure l'azimut. Puis le clinomètre est remonté à 6 ou 7 m et, en tournant la table de rotation, on établit le déviateur à l'azimut imposé compte tenu du couple de réaction de la turboforeuse. Ensuite, à l'aide du clinomètre, on enregistre encore l'azimut et, s'il correspond à la valeur prévue, on retire l'appareil du train de sonde pour s'attaquer au forage du puits.

Lorsque l'inclinaison du puits est supérieure à 5° le déviateur est orienté à l'aide des appareils spéciaux comportant une éprouvette en verre contenant de l'acide fluorhydrique (HF) ou à l'aide du clinomètre combiné aux tubes diamagnétiques. En utilisant toutes ces méthodes, le train de sonde avec le déviateur monté est descendu dans le puits de même que dans un trou ordinaire, mais avec un serrage minutieux supplémentaire des joints aux clés automatiques.

Considérons le mode d'orientation du déviateur proposé par Ambartsoumov (fig. X.8). A cet effet, on détermine la position du déviateur par rapport au plan de courbure de la partie inférieure du trou. Cette position est établie à l'aide d'un clinomètre.

On soude au déviateur deux lames à dents de scie (fig. X.9). La mise en place des dents est strictement parallèle à l'action du déviateur, la partie oblique des dents étant dirigée dans le sens de son action.

La position du déviateur dans le puits est déterminée de la façon suivante. Une fois que le train de sonde est descendu au fond, on

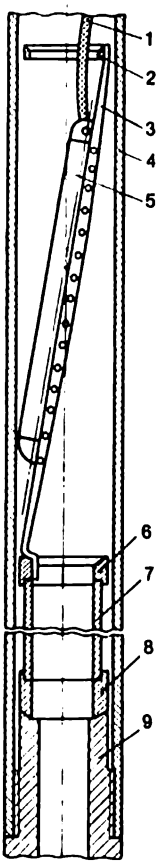


Fig. X.7. Dispositif d'orientation du déviateur

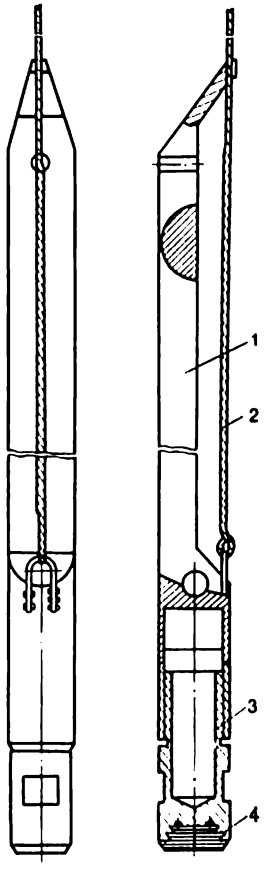


Fig. X.8. Déviateur Ambartsoumov: *1* — poids excentré; *2* — câble; *3* — douille; *4* — matrice d'impression

le remonte et le descend plusieurs fois à 3 ou 4 m pour décharger la colonne des forces de torsion qui ont pu apparaître lors de la descente avec l'arrangement de déviation. Ensuite, on descend dans la colonne des tiges l'appareil Ambartsoumov avec un godet en

verre (éprouvette) rempli à deux tiers de la solution aqueuse à 50 % d'acide fluorhydrique. L'appareil est descendu jusqu'à ce qu'il se pose avec un faible choc sur les lames pour obtenir une faible empreinte dans le plomb. En cette position l'appareil est laissé au repos pendant 10 ou 15 mn pour que l'acide marque la paroi de l'éprouvette. Ensuite, l'appareil est remonté en surface. Son corps étant excentrique, en tournant sur le fil qui le retient il prend toujours

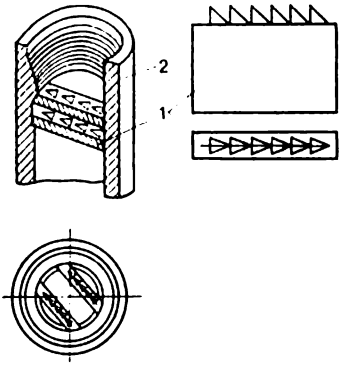


Fig. X.9. Déviateur à lames soudées :
1 — lame ; *2* — manchon de blocage

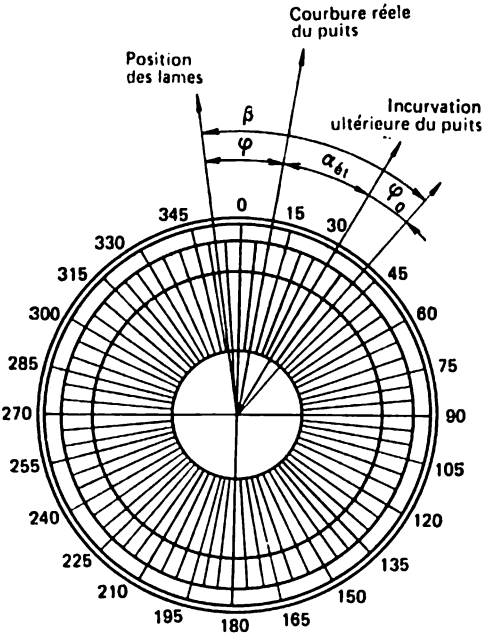


Fig. X.10. Abaque circulaire

la position dans le plan de la courbure du puits. Le corps de l'appareil porte un trait qui indique cette position. L'appareil lavé est placé sur l'abaque ronde divisé en 360° gradué de 1 à 1° ou de 2 à 2°, de façon que le trait du corps de l'appareil se confond avec l'azimut réel de la courbure (connu d'après les mesures clinométriques), puis on note sur l'abaque la position des lames (fir. X.10). La valeur de l'azimut prévu étant connue, il n'est pas difficile d'établir l'angle β auquel doit être tourné le train de sonde porteur du déviateur (compte tenu de l'angle de réaction φ_0 dû à l'enroulement).

Cet angle est déterminé par la formule

$$\beta = \pm \alpha_{ét} + \varphi + \varphi_0,$$

où $\alpha_{ét}$ est l'angle d'établissement du déviateur, degrés ; φ, l'angle entre la position des lames et l'azimut prévu, degrés ; φ_0, l'angle auquel s'enroule la colonne sous l'action du couple de réaction du moteur d'attaque, degrés.

Dans l'appareil Ambartsoumov, l'éprouvette porteuse de la marque laissée par l'acide fluorhydrique sert de contrôle de l'angle de courbure. Si l'appareil a pris une position correcte dans le puits, les angles déterminés par le godet et le clinomètre doivent coïncider. S'ils ne coïncident pas, il faut reprendre la mesure.

En utilisant les tubes diamagnétiques, on pose sur les lames du déviateur un clinomètre muni d'une estampe de plomb et, après sa remontée, on procède aux déterminations nécessaires.

§ 4. Forage multiple et à déviations multiples

On appelle *forage multiple* un faisceau de puits dirigés dont les têtes reposent à une petite distance l'une de l'autre. Les faisceaux de puits s'emploient pour le forage des champs situés dans des sites marécageux difficilement accessibles, ainsi que pour des forages à partir des fondations marines. L'utilisation de cette méthode est très fréquente en Sibérie occidentale.

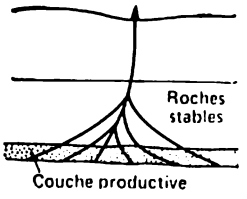


Fig. X.11. Forage multiple

Cette façon de procéder sur la terre ferme réduit le réseau des voies d'accès, des conduites d'eau, des lignes de transmission électriques, des lignes de communication, des oil- et des gazoducs et diminue brusquement les frais de construction des chantiers.

La disposition des puits dans le faisceau peut être la plus variée et compter une, deux, etc., rangées.

Le *forage à déviations multiples* consiste à forer à partir du puits principal dans des directions différentes des trous complémentaires qui passent par l'horizon productif ou qui le traversent (fig. X.11).

Le décapage des couches par des puits à déviations multiples permet d'augmenter de plusieurs fois la production d'huile, mettre en exploitation industrielle les gîtes à faible débit, à faible perméabilité des couches, augmenter la production de pétrole par des champs vieux et considérés comme épuisés.

De nos jours, le volume de forage à déviations multiples n'est pas grand. Les puits de ce type sont réalisés surtout pour exploiter les champs épuisés, où les horizons productifs reposent à des profondeurs relativement grandes. Pour le forage des trous supplémentaires, on emploie des turboforeuses raccourcies de 2,5 à 3 m de longueur qui permettent d'accroître l'angle zénithal de 10 à 12° pour chaque 10 m d'avancement.

Chapitre XI

FORAGE DE RECONNAISSANCE

Dans l'industrie pétrolière le forage de reconnaissance a pour but la composition des cartes géologiques (sondage de reconnaissance), l'étude de la structure du gisement des roches dans le sous-sol (reconnaissance structurale), les recherches séismiques (trous séismiques)

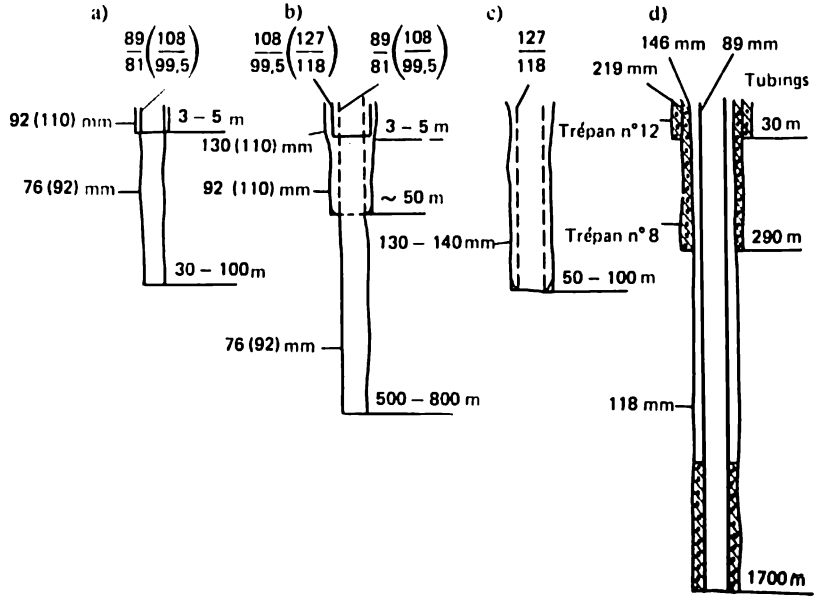


Fig. XI.1. Constructions types des puits:
a — reconnaissance; *b* — structural; *c* — sismique; *d* — exploration

et la recherche des horizons de pétrole et de gaz (sondages d'exploration) reposant jusqu'à 3000 m de profondeur (fig. XI.1).

L'objectif principal de cette opération est le prélèvement continu des échantillons des roches (carottes), ce qui fait lui donner le nom de carottage.

Les outils les plus usités à cet effet sont les couronnes à alliages durs ou à diamants rapportés et les couronnes pour le forage à la grenaille. Pour forer la partie connue de la coupe et les puits séismiques, on emploie les trépans de forage continu (à lames et à molettes).

Les sondages de carottage sont poussés en profondeur jusqu'à 30 ou 100 m. La zone de leur tête est consolidée par le tube guide descendu

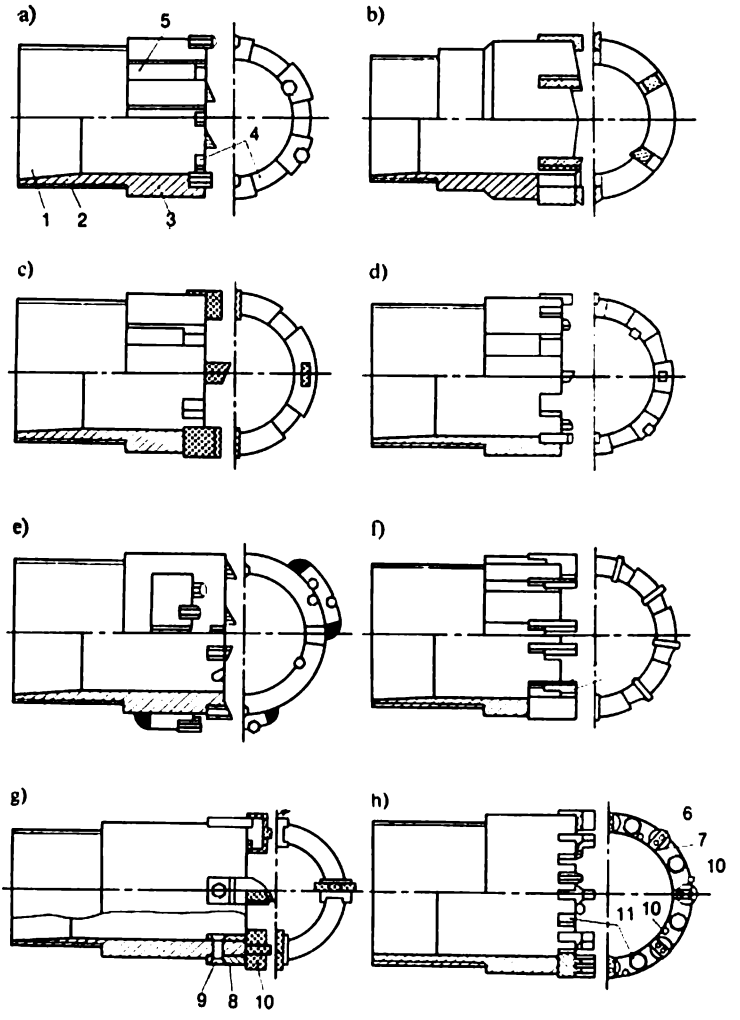


Fig. XI.2. Types principaux des couronnes à outils rapportés en alliages durs: *1* — alésage conique; *2* — filet carré; *3* — partie cylindrique de la bague couronnée; *4* — entaille; *5* — refroidisseurs; *6* — outil; *7* — support en acier; *8* — porte-couronne en acier; *9* — rivet; *10* — lames de calibrage; *11* — entailles pour la sortie du fluide de forage

à la profondeur de 3 à 5 m, la partie restante du trou n'étant pas tubée.

La construction des puits de reconnaissance géologique est plus compliquée. En plus du tube guide, on descend dans le trou jusqu'à 50 m une colonne de surface, la partie restante de la coupe n'étant pas raffermie.

Les recherches séismiques sont généralement réalisées sans raffermir le puits.

La construction des puits d'exploration est analogue à celle des puits profonds. Le tube guide, la colonne de surface et la colonne de production sont cimentés après leur descente dans le trou.

Les diamètres initiaux des puits de reconnaissance géologique sont établis compte tenu de la descente d'une ou de deux colonnes de diamètres 146, 127, 114, 108, 89, 73 et 57 mm. Le jeu minimal entre les parois du puits et le joint des tiges ne doit pas être inférieur à 10 mm.

Pour le prélèvement des carottes, on emploie des couronnes à prismes rapportés en alliages durs (fig. XI.2), des couronnes dia-

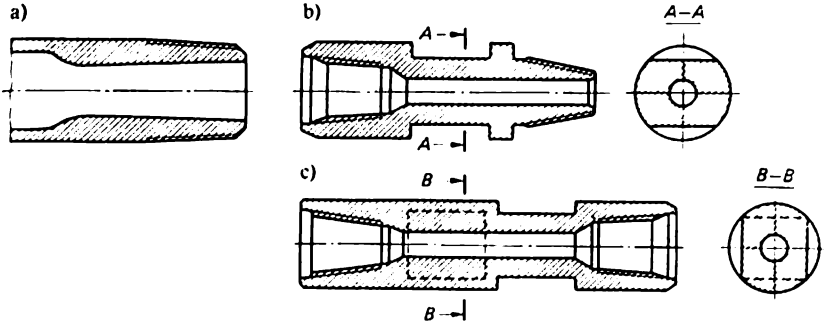


Fig. XI.3. Tige aux extrémités refoulées intérieurement (*a*) pour le forage de reconnaissance; tool-joint mâle-femelle (*b*) et tool-joint femelle-femelle (*c*)

mantées et rarement des couronnes pour forage à la grenaille. Les couronnes à prismes s'emploient pour le prélèvement des carottes dans des roches tendres, de dureté moyenne et pour l'alternance des roches de dureté moyenne et dures. Les diamètres des couronnes employées sont alors: 150, 130, 110, 91, 75, 59 et 45 mm.

Pour maintenir les carottes dans le tube carottier, on emploie des carottiers analogous à ceux employés dans le forage profond.

Matériel de forage. Pour le forage de reconnaissance géologique, la colonne du train de sonde est constituée de tiges aux extrémités refoulées intérieurement, assemblées par des tool-joints ou des tiges à joints soudés (fig. XI.3). Les tiges à joints soudés sont livrées de trois types: lisses (fig. XI.4, *a*); aux extrémités refoulées extérieurement (fig. XI.4, *c*) et à large trou de passage (fig. XI.4, *d*), ainsi qu'avec des joints renforcés (fig. XI.4, *b*) et non renforcés (fig. XI.4, *d*). Les joints sont soudés aux tiges par résistance et par friction.

Le diamètre extérieur des tiges lisses est de 63,5 mm et l'épaisseur des parois, 5 et 6 mm ; des tiges refoulées extérieurement, de 50 mm

et l'épaisseur des parois, 5 mm, et des tiges à refoulement extérieur et le trou de passage large, de 63,5 mm et l'épaisseur des parois, 5 mm. Les tubes d'entraînement ont une section carrée de 60 × 60 mm.

Pour les manœuvres descente et remontée, on utilise un élévateur (fig. XI.5) constitué de corps *1* à entaille latérale, de bague de sûreté *2* et de l'anse *3* pour le suspendre au crochet.

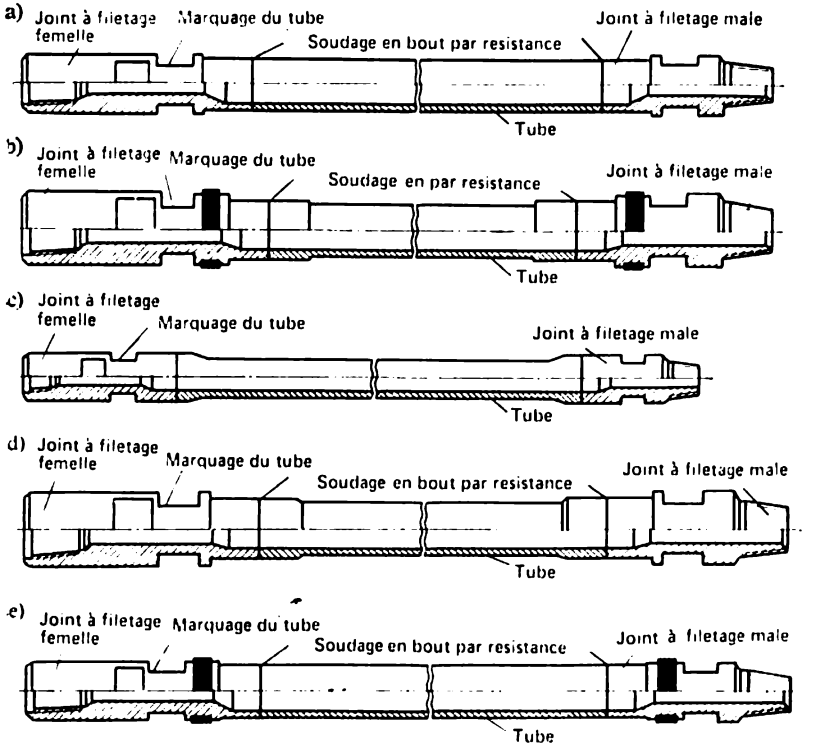


Fig. XI.4. Tubes de forage aux joints soudés

Les *installations de forage* des puits de reconnaissance géologique d'une profondeur jusqu'à 500 m sont des engins automoteurs. Une telle installation (УРБ-1В) est posée sur le châssis du tout-terrain ГАЗ-47 et comporte en remorque une unité de pompage. La profondeur de forage assurée par la vis de cette installation va jusqu'à 30 m, et en appliquant le curage, à 50 m.

Les installations АВБ-Т, АВБ-ТМ et АВБ-3-100М sont montées sur un tracteur. La profondeur de forage qu'elles permettent d'obtenir atteint 100 m.

L'installation УРБ-2А est montée sur le châssis d'un camion, et УРБ-2Б, d'un tracteur. La profondeur de forage qu'elles assurent va jusqu'à 250 m.

Pour l'exécution des puits d'une profondeur allant jusqu'à 400 m on recourt à l'installation АВБ-400 placée sur un camion, et jusqu'à 500 m, à УРБ-3АМ montée également sur un camion.

L'installation УРБ-4МП est prévue pour pousser le forage jusqu'à 1250 m ; elle est montée sur un chariot à chenilles.

Les installations УРБ-5 pour le forage des puits allant jusqu'à 2000 m et УРБ-7, jusqu'à 3000 m sont portées par des blocs déplacés par des tracteurs.

Toutes les installations prévues pour le forage des puits de reconnaissance géologique sont commandées par des moteurs à combustion interne (à essence ou diesels).

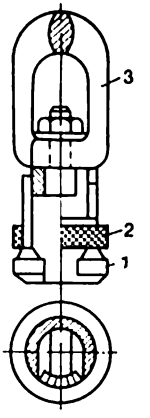


Fig. XI.5. Elévateur

Pour le forage des trous séismiques on applique dans plusieurs cas le forage à la vis hélicoïdale sans curage de la taille. Les déblais désagrégés par un trépan à lames sont entraînés par la vis transporteuse constitué d'une spirale formée de bandes étroites de tôles d'acier enroulées sur les tiges de forage. Le diamètre de la vis est légèrement inférieur à celui de l'outil, ce qui laisse glisser en partie les déblais évacués, en crépissant d'une certaine façon les parois du trou. Ce mode de forage est appliqué dans les terrains tendres jusqu'à 50 m de profondeur.

Chapitre XII

INCIDENTS DE FORAGE, LEUR LEVÉE ET LEUR PRÉVENTION

§ 1. Forme des incidents

On appelle incident de forage les ruptures et les dévissages laissant au fond une partie du train de sonde ou de tubage, appelée « poisson », les défaillances des moteurs d'attaque, les coincements de la colonne de tiges, le bris de l'outil, la chute dans le trou d'objets métalliques divers.

Un incident rend impossible la poursuite du forage jusqu'au moment où il est levé. Les incidents entraînent des dommages importants, traduits aussi bien par la croissance du prix de forage que par le ralentissement de ses cadences.

Chaque incident impose la composition d'un acte spécial qui, tout en décrivant l'état du puits, l'incident lui-même et en indiquant ceux qui en sont responsables, expose les mesures susceptibles de rendre impossibles des incidents analogues. Dans des cas très compliqués, l'enquête sur l'incident peut imposer la constitution d'une commission spéciale.

Pour diminuer le nombre et la gravité des incidents, il faut prendre des mesures pour les prévenir ou les lever rapidement si quand même ils ont eu lieu. A cet effet, il faut connaître leurs causes, les indices qui trahissent leur manifestation et disposer d'un matériel efficace susceptible d'assurer leur liquidation.

Voici les incidents qui peuvent se présenter au cours du forage: coincement de la colonne du train de sonde, rupture des tiges de forage, bris de l'outil, incidents causés par les tubages, y compris la cimentation défectueuse, la rupture des moteurs d'attaque, la chute du train de sonde dans le puits, etc. Ces formes diffèrent aussi bien en importance (temps nécessaire pour leur levée), qu'en fréquence. En moyenne, la fréquence de ces incidents, d'après la pratique des entreprises de l'U.R.S.S., est donnée par le tableau 35.

Tableau 35

Type d'incident	Son pourcentage, %	
	en fréquence	en importance
Coincement du train de sonde	35,0	51,0
Rupture des tiges de forage	21,0	24,0
Bris des outils	10,5	2,0
Incident relatif au tubage	10,0	11,0
Rupture des moteurs d'attaque	7,0	1,0
Chute de la colonne de tiges dans le trou	3,5	3,0
Autres incidents	13,0	8,0

Les données de ce tableau montrent que les plus fréquents sont les coincements du train de sonde, puis viennent les ruptures des tiges les incidents avec les tubages, etc. Par conséquent, l'attention doit être portée surtout à la prévention et à la levée des formes d'incidents qui se présentent le plus souvent.

§ 2. Coincements, leurs formes, causes et liquidation

Le coincement est la perte de mobilité de la colonne dans le puits qui n'est pas supprimée même en appliquant à la colonne des charges axiales maximales admissibles.

Ces incidents sont dans une grande mesure dus aux facteurs naturels: présence dans la coupe des horizons à roches perméables susceptibles d'éboulements et d'écroulements, des couches à pressions et températures élevées anomales. Ils peuvent être provoqués également par la déviation du puits et ses inflexions, les violations de la technologie de forage, etc.

Le coincement de la colonne du train de sonde peut être dû:

a) à la différence des pressions au contact des tiges avec l'horizon perméable;

b) au coincement de la partie inférieure de la colonne (du trépan) lors de sa descente dans la partie du trou non élargie;

c) au coincement des masses-tiges lors de la remontée du train de sonde dans le trou recoupé par des gorges;

d) aux éboulements et écroulements de la partie instable de la coupe forée;

e) à la perturbation du régime de forage entraînant la formation des bouchons de déblais;

f) au coincement du train de sonde par des objets hétéroclites tombés dans le trou;

g) à la chute de la colonne et son impact contre le fond.

Coincement de la colonne sous l'action de la différence de pression. La force de la pesanteur serre la colonne aux parois du trou dévié, qui colle au cake d'argile. Le cake d'argile sous l'action de cette force se densifie, sa perméabilité baisse. La zone de contact de la tige avec le cake enregistre une différence de pression, dont l'action donne lieu à une force de serrage supplémentaire. Ces coincements se produisent généralement lorsque, pendant un certain temps, le train de tiges descendu dans le puits ne se déplace pas. La pression de refoulement sur les pompes et l'allure de la circulation dans ces conditions ne changent pas. Le danger d'un tel coincement se présente dans le cas d'un blocage lors de l'amorce de la descente de la colonne et des retards lors de l'amorce de sa remontée après son arrêt pendant 3 ou 5 minutes.

Le *coincement par blocage de la partie inférieure de la colonne de tiges* a lieu généralement lors de la descente d'un nouveau trépan dans l'horizon foré par l'outil précédent usé suivant le diamètre. L'indice précurseur d'un tel coincement est la diminution du diamètre du trépan remonté à partir du puits.

Le *coincement de la colonne de tiges dans un puits recoupé par des gorges* se manifeste à la remontée de la colonne et s'accompagne d'une poussée instantanée de la pesanteur enregistrée au crochet. D'ordinaire c'est le cas relatif aux masses-tiges.

L'indice indirect de la présence des gorges à leur stade initial est l'apparition des retards de brève durée dans la remontée. Il faut donc fixer l'attention sur tous les retards qui se manifestent en forage et enregistrer la profondeur où ils ont été observés. Il importe

également de mesurer systématiquement la section du trou de sonde au diamétreur.

Coincement sous l'effet des éboulements et des écroulements. Il est dû aux affaissements et au bouchages du trou par la roche écroulée. Ils sont trahis par une évacuation volumineuse des déblais en fragments et rendent nécessaire le reforage du trou pour éliminer les bouchons ainsi formés.

Les *coincements par formation des bouchons* s'observent surtout dans le forage des argiles et lorsque le lavage de la taille est insuffisant. Le courant de boue n'évacue pas tous les déblais qui s'agglutinent et forment un bouchon. A mesure que celui-ci croît, la pression de refoulement monte, le trépan en se détachant de la taille enregistre des retards, l'évacuation des déblais est faible. Ce sont autant de témoignages des bouchons en formation.

Les *coincements dus au blocage du train de sonde par des objets hétéroclites* résultent du manque d'attention du personnel, de l'utilisation d'un outil défectueux, etc. Il en résulte que dans le trou tombent des peignes de clés, des massettes, des marteaux, des pics, etc.

Les *coincements produits par la chute de la colonne de tiges* s'observent lorsque la colonne forme une spirale spatiale sous l'action de chocs contre le fond et de forces importantes de frottement contre les parois du puits lors des tentatives de sa remontée.

Prévention des coincements

Dans la majorité des cas, ils sont dus à la différence de pression. En plus de la force qui serre les tiges aux parois, le déplacement de la tige par rapport aux parois est entravé par les forces de frottement entre la tige et le cake et les forces conditionnées par l'adhésivité du cake. On peut intervenir sur toutes ces forces en les diminuant.

Ainsi, les forces produites par l'adhésivité du cake sont réduites par traitement de la boue aux additions lubrifiantes (pétrole, graphite, etc.). Ces mêmes additions diminuent aussi les forces de frottement entre la tige et le cake. La force de serrage peut être réduite en diminuant la densité de la boue, ainsi qu'en réduisant la surface de contact de la tige avec les parois du trou par l'emploi des centreurs, des masses-tiges de section carrée, des masses-tiges à rainures antigrippantes spéciales, etc.

Le coincement du train de sonde sur les gorges qui recoupent le trou est prévenu par l'établissement des centreurs entre les masses-tiges et les tiges de forage tous les 20 ou 25 m suivant la longueur des masses-tiges. Les centreurs empêchent la pénétration des masses-tiges dans les gorges. La mesure radicale est la destruction des gorges par explosion des coupe-tubes à charges creuses (longs flexibles confectionnés à partir des tuyaux flexibles à bâche bourrés de pétards de

trinitrotoluène ou de hexogène ou des coupe-tubes à cordeau détonnant à couplage en parallèle (jusqu'à 100 charges)).

La stabilité des roches baisse sous l'action d'une contre-pression insuffisante de la boue, de l'eau infiltrée dans la couche, ainsi que sous l'action durable des variations cycliques de la pression hydraulique provoquées par les manœuvres descente et remontée, etc.

Les coincements par éboulements et écroulements sont prévenus en utilisant des boues à densité requise à bas coefficient de filtration, viscosité et tension statique de cisaillement, des boues d'inhibition, par exemple, à chlore-calcium, et dans des cas pénibles, des fluides à base d'hydrocarbures.

Pour prévenir la chute dans le trou des objets hétéroclites, il faut, après la remontée de la colonne, fermer bien le tête du puits, travailler seulement avec un outillage en bon état et mobiliser au maximum l'attention de tous les membres de l'équipe.

Levée des coincements

Le mode appliqué pour leur levée est déterminé par leur forme. Ainsi, les coincements dus à la différence de pression sont corrigés surtout par des bains liquides (à l'huile, l'eau, aux acides et alcalis). Ces derniers temps, pour liquider les différentes formes de coincement, on recourt avec succès à l'impulsion hydraulique.

Les coincements produits par le blocage du train de sonde sont éliminés avec le plus de succès par des charges dynamiques dirigées en haut ou en bas à l'aide de coulisses, de vibrateurs et d'autres dispositifs.

Les coincements dus à la formation des bouchons, des éboulements et des écroulements sont levés par érosion progressive de la roche accumulée dans le trou, et lorsque cette opération est impossible, par forage autour des tubes coincés et leur repêchage par parties ou en forant un deuxième trou.

Bain liquide. Le mode le plus usité et celui des bains à huile. On détermine d'abord avec des appareils géophysiques ou spéciaux la limite supérieure du coincement. Comme bain le mieux est d'utiliser l'huile déshydratée à faible paraffine, où pour accroître l'efficacité on ajoute 1 ou 2 % de substance tensio-active (dissolvant, sulfanol, etc.).

Le volume de l'huile nécessaire pour le bain est établi par calcul de façon que son niveau s'établisse à partir du trépan à 50 ou 100 m au-dessus de la frontière supérieure du coincement, tout en laissant la boue dans les tiges (jusqu'à 3 ou 5 m^3). La pression de fond dans l'espace annulaire ne doit pas alors être inférieure à celle de gisement. Avant de refouler l'huile, on pompe dans les tiges de forage une portion de fluide amortisseur (boue à viscosité et tension statique

de cisaillement accrues) de façon qu'il remplisse en hauteur 100 ou 150 m de l'espace annulaire. Le fluide amortisseur doit prévenir la remontée de l'huile. Après le fluide amortisseur, on injecte dans la colonne de l'huile chassée par la boue. 4 ou 6 h après l'établissement du bain, on commence la manœuvre avec la colonne de tiges. Les charges axiales ne doivent pas alors engendrer dans le matériau des tiges une contrainte supérieure à la limite d'écoulement. Chaque heure après le début de la manœuvre on chasse des colonnes 0,3 à 0,7 m^3 de l'huile. Si 12 à 16 h de manœuvre ne suffisent pas pour dégager la colonne, le puits est soumis de nouveau au lavage et au bain à huile. Si deux ou trois bains n'ont pas abouti, la pratique recommande l'application d'autres méthodes.

La *méthode d'impulsion hydraulique* est utilisée pour débloquer les coincements dus à la différence de pression sous l'action du blocage de la colonne sur une gorge ou par des objets hétéroclites. Cette méthode ne s'emploie pas si la densité de la boue est inférieure à 1,35 g/cm^3, les tiges de forage ne sont pas étanches et le trépan repose sur le fond ou la circulation de la boue est coupée.

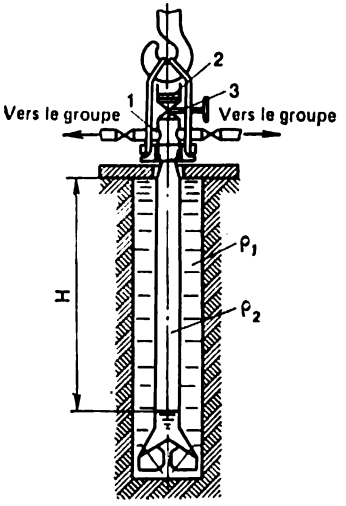
Pour recourir à l'impulsion hydraulique, par la tête de refoulement *1*, la vanne *3* étant ouverte, on injecte dans la colonne de tiges à la profondeur *H* de l'eau ou de la boue de densité ρ_2 inférieure à la densité ρ_1 (fig. XII.1). La différence des densités ρ_1 et ρ_2, respectivement dans les tiges et l'espace annulaire, produit une pression qui sollicite la colonne de tiges à la traction. Une fois que la pression dans les tiges atteint une valeur définie, le diaphragme *2* se rompt, la pression tombe instantanément et par la colonne de tiges passe une onde de décharge qui, en atteignant la partie bloquée de la colonne, agit sur elle comme une onde de choc. Le courant de liquide contribue au dégagement du coincement. La vanne *3* sert pour couper l'accès de la colonne des tiges et interdire une forte baisse du niveau du fluide dans l'espace annulaire. Si 20 ou 30 impulsions (5,0 à 10,0 MPa par 1000 m de la colonne) ne permettent pas d'aboutir, l'impulsion hydraulique est cumulée avec l'établissement d'un bain.

Dispositifs de percussion. Pour lever le coincement en U.R.S.S. on utilise le dispositif УЛП-190-1 (fig. XII.2) qui peut réaliser une charge dynamique allant jusqu'à 2500 kN. Ce dispositif se compose du corps *1* et de la tige *2* séparés par un jeu rendu étanche par le joint *3*. Dans le corps sont ménagés d'un côté deux fenêtres et des dents *4*. Les dents de réplique qui engrènent avec celles-ci sont taillées sur deux peignes *5* fixés à la tige *2*. Les bossages coniques *6* et les bagues de friction *7* préviennent le découplage du corps et de la tige à leur rupture.

Pour éliminer le coincement, la partie libre du train de sonde est dévissée et remontée. Ensuite, on descend le dispositif, le fixe au « poisson » ou la partie de la colonne coincée. En déplaçant dans

le sens axial la colonne des tiges, on confond les dents du corps et de la tige. En faisant pivoter la colonne, on y crée une déformation élastique. Pour que l'action du dispositif soit dirigée en haut, on communique à la colonne une tension. Les dents *4* se dégagent de

Fig. XII.1. Manifold de la tête de puits pour l'impulsion hydraulique



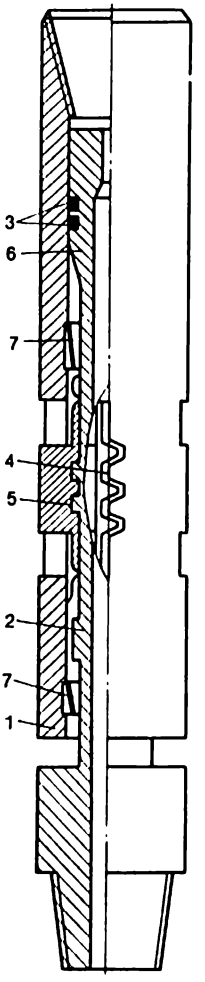


Fig. XII.2. Dispositifs pour lever les coincements

l'engrènement avec les dents des peignes, la charge est instantanément supprimée, après quoi suit le choc. Pour diriger le choc en bas, la colonne des tiges est déchargée.

Il existe d'autres contructions des dispositifs de percussion (coulisses de repêchage mécaniques et hydrauliques).

§ 3. Incidents dus à la rupture des tiges de forage, leur prévention et liquidation

En Union Soviétique, le forage est exécuté avec un train de sonde constitué de tiges en acier, de tiges en alliages légers et de tiges à tool-joints soudés. Les plus usités sont les tiges en acier assemblées en train de sonde dont les ruptures se produisent surtout suivant la partie épaisse au droit de l'accouplement de la tige et du joint.

Pour pallier aux ruptures de ce genre avant le montage, les filets de la tige et du joint sont calibrés, en déterminant la valeur nécessaire de serrage du filetage. Le joint est vissé sur la tige chauffée jusqu'à 350 ou 450 °C dans une installation spéciale. Ensuite, les joints à filetage mâle et femelle sont soudés au corps de la tige et sous le joint à filetage femelle on taille une rainure prévue pour recevoir l'élévateur. Pendant le forage et avant le stockage des tiges sur les rayons de l'installation on les vérifie aux défectoscopes ultrasonores. Les tiges qui comportent des fissures dans la partie refoulée sont rebutées. Les tiges subissent périodiquement la vérification sous pression. Cette forme de montage et de contrôle des tiges réduit de 10 à 15 fois le nombre d'incidents par rapport au montage des tiges prévoyant la fixation des joints à chaud.

Là où tout le processus de forage est réalisé au rotary, la tenue de la tuyauterie doit être rigoureuse et l'observation des mesures prophylactiques pour réduire le nombre de ruptures des éléments du train de sonde doit être très poussée. Il faut assurer un contrôle périodique rigoureux de l'usure des tiges (tableau 36).

Pour retirer du puits la partie du train de sonde arrachée dite « poisson », on emploie toute sorte d'outils de repêchage.

Les *overshots* (fig. XII.3) se fixent au corps de la tige ou de son joint, suivant le type des peignes que porte le dispositif. L'overshot est descendu sur le train de sonde ; quelques mètres avant qu'il atteigne la tête de la rupture, on rétablit la circulation, puis engage l'extrémité du poisson dans l'overshot. La face de la tige arrachée écarte les peignes et passe plus haut à travers la manchette de caoutchouc. Lorsqu'on remonte l'overshot, les peignes serrent le tube, alors que la manchette, en rendant étanche l'espace entre le corps de la cloche de l'overshot et la tige, assure la circulation de la boue par la partie restante du train de tiges dans le puits. Si la tension ne suffit pas pour dégager les tiges, on renforce le lavage pour manœuvrer de nouveau la colonne. Si on ne parvient pas quand même à remonter le poisson, on dégage l'overshot pour appliquer une autre méthode de la levée du blocage.

Les *tarauds* prévus pour repêcher le poisson du puits peuvent être universels (fig. XII.4, *a*, *b*) et spéciaux (fig. XII.4, *c*, *d*) appelés également calibres. Les tarauds universels s'emploient si le

Tableau 36

Contrôle des tiges de forage	Mode ou moyen de contrôle	Critère de rebutage	Périodicité du contrôle	Utilisation ultérieure des tiges rebutées
Détection ultra-sonore des filetages des tiges et des cordons de soudage	Détecteur des défauts	Fissures de plus de 3 mm de profondeur à longueur d'arc de plus de 50 mm	1 fois par mois ou tous les 25 à 30 passes de l'outil	Utilisation comme matériau
Vérification des longueurs sous une pression de 30 MPa	Unité de cimentation	Fuites et suage dans les filetages et le corps des tiges	1 fois tous les 2 mois	Utilisation comme matériau ou réparation du filet
Vérification de l'usure des filetages des joints	Mesure du nombre de tours lors du serrage des filets après la mise en place du joint à filetage mâle dans le joint à filetage femelle et révision de visu des filets	3-121, moins de 3 tours ; 3-147, moins de 4 tours ; présence des arêtes vives des filets	Tiges de forage 1 fois tous les mois ; masses-tiges en permanence	Retaillage du filet
Contrôle de l'usure de la surface extérieure des joints et des masses-tiges	Calibre-mâchoire en moins	ЗШ-146 jusqu'à 138 mm ; ЗШ-178 jusqu'à 168 mm ; ЗШ-203 jusqu'à 192 mm ; ТБПВ-127 jusqu'à 166 mm	1 fois tous les mois	Remplacement des joints, brasage des ceinturettes résistantes à l'usure

Suite

Contrôle des tiges de forage	Mode ou moyen de contrôle	Critère de rebutage	Périodicité du contrôle	Utilisation ultérieure des tiges rebutées
Contrôle de la présence des empreintes au droit d'ajustement de la tige dans la table de tubing	Calibre-mâchoire en moins	Diminution du diamètre de la tige jusqu'à une profondeur de 3200 m, 5 mm ; jusqu'à 4500 m, 4 mm ; plus de 4500 m, 3 mm	1 fois tous les mois	Utilisation comme matériau
Révision extérieure	*De visu* pendant la manœuvre	Empreintes, usure des rebords, du filet et du corps de la tige	En permanence	Retaillage des filets, utilisation comme matériau
Contrôle de l'épaisseur de la paroi de la tige dans sa partie lisse	Calibre-mâchoire en moins	Diamètre de la tige devenu par usure dans une section quelconque plus petit de 1,5 mm	1 fois par mois pour un puits plus profond que 4500 m, 1 fois tous les 3 mois pour un puits moins profond que 4500 m	Utilisation comme dimension type à épaisseur de la paroi de 1 mm plus petite
		Diamètre de la tige devenu plus petit de 3 mm		Utilisation comme matériau

poisson arraché se termine par un joint mâle-mâle ou femelle-femelle, ainsi que par la partie refoulée de la tige. Les tarauds sont utilisés souvent avec un centreur. Aux tarauds de calibrage spéciaux on recourt pour saisir les tiges par le filetage de la tige ou du joint.

Dans le cas où le poisson est repêché à l'aide d'un taraud, on peut transmettre au matériel rompu un couple important et des char-

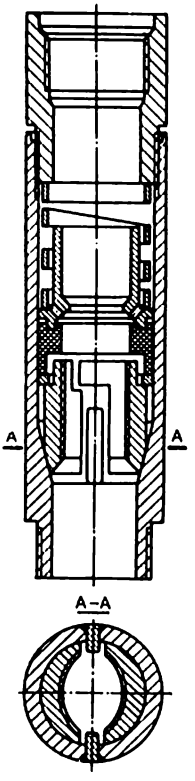
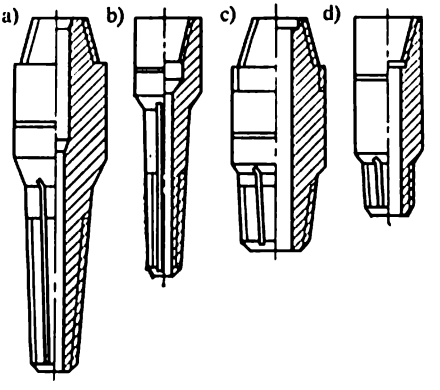


Fig. XII.3. Overshot

Fig. XII.4. Tarauds



ges axiales élevées. Le taraud est descendu sur le train de sonde au-dessus de la tête du poisson ; puis, on rétablit la circulation, engage le taraud à l'intérieur des tiges rompues et l'y fixe en faisant tourner la colonne par l'intermédiaire de la table de rotation, la charge initiale sur le taraud s'échelonnant de 10 à 20 kN, on la pousse à 20 ou 30 kN. Ensuite, par lavage intense et manœuvre on dégage la colonne. Si le poisson est bloqué, on peut recourir à un bain liquide. Les tarauds peuvent être taillés à droite et à gauche.

Les *cloches* (fig. XII.5) s'emploient pour repêcher le poisson en le fixant au corps de la tige arrachée. Les travaux de repêchage à la cloche marchent de la même façon que lors du travail au taraud. Les cloches peuvent être à droite et à gauche.

Les *harpons* sont prévus pour extraire du puits les tiges arrachées et bloquées. Les harpons peuvent être extérieurs et intérieurs. Le harpon intérieur susceptible de se dégager (fig. XII.6) s'emploie pour repêcher les tiges de forage. On l'introduit dans la tige en la faisant tourner lentement par la table de rotation. La bague fendue

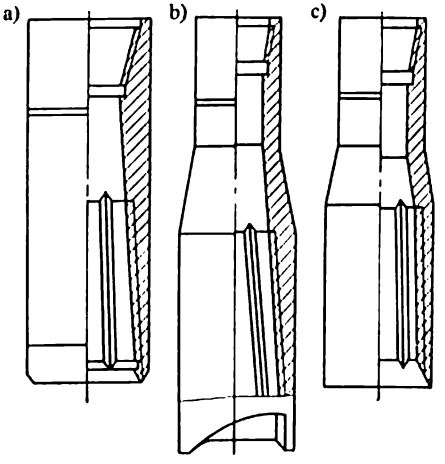


Fig. XII.5. Cloches:
a — filetées suivant l'évasement pour les puits de 219 mm de diamètre et plus; *b* — évasement monobloc avec la cloche; *c* — sans évasement et filetage prévu pour le recevoir

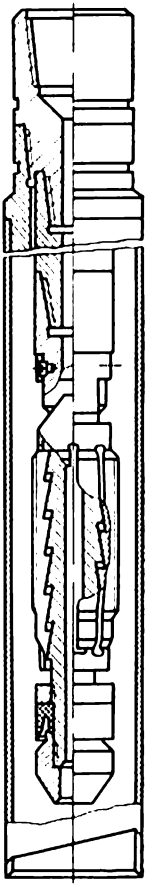


Fig. XII.6. Harpon de repêchage (douille fendue en position de service)

en contact avec la paroi de la tige se dévisse, étant poussée en position supérieure. En montant, la bague fendue serre le matériau resté dans le puits. Le harpon est dégagé par décharge brusque et rotation à gauche à deux tours. La marche de l'opération avec un harpon extérieur susceptible de se dégager est analogue à celle qui vient d'être décrite.

Dans le forage rotary les avaries causées par les trépans (chute des molettes) sont prévenues en contrôlant la valeur du couple mo-

teur suivant le couplemètre de la table de rotation. La croissance du couple témoigne du blocage des paliers dans le trépan à molettes qui rend nécessaire sa remontée. D'autre part, les filets et les cordons de soudage de l'outil descendu dans le puits ne doivent présenter aucun défaut. Le jeu des molettes et le faux-rond du trépan ne doivent pas dépasser les tolérances sur la fabrication des trépans, définies par le cahier des charges.

Les molettes ou les bras porteurs des molettes tombés au fond peuvent être repêchés par fraise magnétique (fig. XII.7, *a*) ou détruits

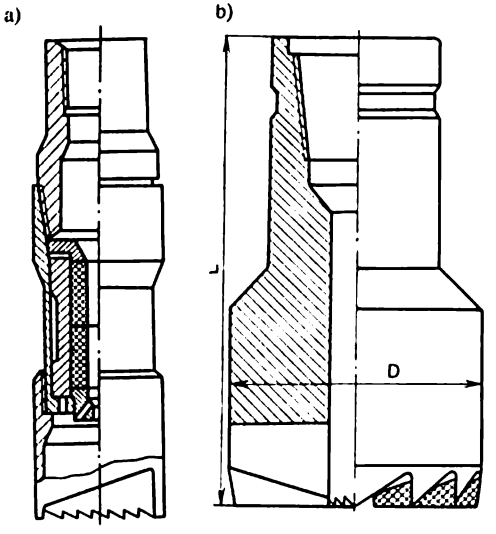


Fig. XII.7. Fraise
a — magnétique ; *b* — d'attaque

par une fraise d'attaque (fig. XII.7, *b*). Les outils restés tout entiers au fond peuvent être détruits par explosion d'un coupe-tube à charges creuses, après quoi les morceaux de métal sont détruits par un moteur d'attaque, soit extraits par une fraise magnétique.

Tous les travaux entrepris pour lever des incidents présentent un danger accru pour le personnel, ils doivent donc, pour éliminer les accidents, être réalisés en observant toutes les règles de la technique de sécurité.

Tous les incidents compliqués doivent être liquidés d'après un plan validé par l'administration de l'entreprise et sous la direction d'un ingénieur ou d'un maître experts en travaux compliqués.

Avant de s'attaquer à la manœuvre du matériel de forage bloqué (du tubage) il faut vérifier le bon état du derrick, des tirants, du mouflage et de l'indicateur de poids. Pendant les manœuvres à l'ins-

tallation de forage restent seulement le directeur des travaux, le foreur et le dieseliste. Le personnel restant doit se trouver à une distance dépassant de 10 m la hauteur du derrick.

En faisant tourner l'outil à tour de rôle dans le sens direct et inverse à l'aide de la table de rotation il faut dégager du crochet de levage les élingues et fixer par des boulons les fourrures de la table de rotation.

Pour utiliser les bains liquides, il faut placer au-dessous de la tête de remplissage un clapet de retenue et dans le cas de l'impulsion hydraulique, une vanne.

Le plancher de l'installation doit être bien propre, ne pas être encombré par l'outillage, les pièces inutiles de toute sorte, etc. Le personnel doit faire preuve d'une attention maximale. Toutes les indications du directeur des travaux relatives à la levée de l'incident doivent être remplies sans réserve et dans les plus brefs délais. Les travaux non admis par le directeur sont interdits quels qu'ils soient.

Chapitre XIII

ORGANISATION DU TRAVAIL ET INDICES TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES

§ 1. Equipe de forage et organisation de son travail

Le forage des puits est assumé par une équipe dont les obligations consistent à réaliser :

1. Les travaux préparatoires, c'est-à-dire l'appareillage du mouflage, l'accouplement du flexible au tube d'équilibre de pression hydraulique et à la tête d'injection, le forage de l'avant-trou et la mise en place du tube guide, le montage de la table de rotation et des éléments de mécanisation, la répartition de l'outillage d'ajusteur, etc., ainsi que des moyens de la technique de sécurité, le contrôle et le rodage de l'équipement, la confection du fluide de forage.

2. Les travaux liés au forage et à la consolidation du puits : le forage mécanique, les manœuvres descente et remontée, le traitement chimique et l'alourdissement de la boue, la prévention et la levée des incidents et des complications ; le contrôle de l'équipement antijet ; la préparation du puits à la descente des tubages, leur descente et participation à la cimentation ; le contrôle du train de sonde et de sa tuyauterie ; la préparation du trou et du tubage aux travaux géophysiques.

3. Les travaux relatifs au remplacement des pièces à usure rapide de l'équipement et des mécanismes, leur entretien et l'entretien des appareils.

4. Les travaux de la mise à l'essai des horizons productifs en cours de forage et après la perforation du tubage.

5. Les travaux de préparation du derrick et du matériel au démontage.

L'équipe de forage est dirigée par le maître foreur, spécialiste qualifié en la matière.

Le forage se poursuit pendant tous les 24 h du jour ; aussi l'équipe se compose-t-elle de trois groupes qui se succèdent l'un à l'autre, dont deux groupes principaux et un auxiliaire (pour deux équipes de forage) prévu pour remplacer les groupes principaux pendant les jours de sortie.

§ 2. Documentation technique

Pour la construction des puits le projet technique est le document fondamental. On le compose aussi bien pour des puits isolés que pour un faisceau de puits et il comporte les parties géologique, technologique et technique, ainsi que les devis des frais de construction.

L'objectif principal de la partie géologique est de donner une définition bien claire des conditions éventuelles de forage du puits ou du faisceau des puits sur la base de généralisation des renseignements réels sur l'exécution des puits précédents, de la géophysique du champ et des données de l'exploration géologique des aires voisines.

La partie technologique du projet doit donner des recommandations bien nettes sur le mode de forage, le caractère du fluide de circulation et ses paramètres, le choix de la construction du puits. Là aussi est donné le calcul de la résistance des tubages et de leur cimentation. On y justifie le choix des outillages, décrit le calcul des résistances hydrauliques et fournit les données sur le train de sonde, recommande les modes de décapage des horizons et de leur mise à l'essai pour la venue des fluides de gisement, ainsi que la marche des travaux susceptible d'assurer la sécurité et l'absence des incidents.

La partie technique contient les données sur l'installation de forage, le matériel nécessaire pour la confection et l'épuration de la boue, le schéma de la répartition de l'équipement de forage et auxiliaire, la liste des distances jusqu'à des objets différents, les données sur la construction des routes, conduites d'eau, lignes de communication, la capacité de charge des ponts, la qualité des revêtements routiers, etc.

Le devis de construction sert de base pour l'entreprise dans ses réglements des comptes avec le client et se compose de quatre sections: I — travaux préparatoires de la construction des puits;

II — travaux de construction et de montage ; III — forage et consolidation ; IV — essai des puits à la productivité.

La somme de la valeur de devis et des accumulations de plan déterminent le prix du puits.

Avant de s'attaquer au forage, l'équipe reçoit la documentation suivante : bordereau technique et géologique ; carte de la gamme d'opérations (à suivre) et ordre d'exécution des travaux.

Le *bordereau technique et géologique* présente le plan opératoire du travail de l'équipe sur le puits considéré et détermine la technologie du forage. Le bordereau se compose de deux parties, géologique et technologique.

La partie géologique décrit la stratigraphie et la lithologie de la coupe, les pendages des roches, la température et la pression de gisement, les horizons des carottages, les horizons et l'allure des complications éventuelles, la construction du puits et la hauteur à laquelle doit monter le coulis de ciment, les horizons des travaux géophysiques.

La partie technologique renseigne sur les types, dimensions et nombre de passes des trépans, les paramètres du régime (y compris les paramètres de la boue), le traitement chimique de la boue, l'appareillage du mouflage, etc. Toutes ces données sont tirées du projet.

Carte de la gamme d'opérations (à suivre). Elle aide l'équipe à intensifier le forage forcé. Cette carte se compose sur la base des généralisations de l'expérience d'avant-garde des équipes. On y trouve des recommandations sur l'optimisation du régime de forage et d'autres opérations.

L'*ordre d'exécution des travaux* renseigne sur les conditions de forage (profondeur de projet, mode et objectif du forage, caractéristique du matériel, construction du puits), la durée de forage prévue par les normes et le plan, la tarification globale de l'exécution du puits pour rénumérer l'équipe.

L'équipe est chargée de préparer au cours du forage la documentation suivante : journal de bord, rapport quotidien du maître foreur, journal du travail des diesels, journal de la technique de sécurité.

§ 3. Indices techniques et économiques

Les résultats de la construction des puits sont évalués d'après le système d'indices qui dans l'ensemble s'appellent indices techniques et économiques.

1. Le *nombre de puits* de construction finis et mis en exploitation, ainsi que le nombre de puits de reconnaissance finis d'essai détermine le volume de production réalisée par l'entreprise et les résultats financiers de son activité.

2. L'*avancement H* (en mètres) détermine l'accroissement de la profondeur d'un ou de tous les puits en forage pendant un délai de

temps déterminé, sans égard à l'état et au degré du fini de leur construction.

3. La *valeur de devis des travaux de forage* se calcule d'après les devis des puits isolés, compte tenu du volume des travaux réalisés pour chaque puits, qui sont ensuite additionnés.

4. Le *bénéfice Π* est déterminé comme la différence entre la valeur de devis du volume des travaux de forage réalisés et les frais réels de leur réalisation (prix de revient de la construction des puits).

5. La *rentabilité* est un indice de généralisation de l'efficacité des travaux de construction des puits. Le niveau de rentabilité en % est donné par la formule

$$P = (\Pi/Q)\,100,$$

où Q est le prix des fonds de production de l'entreprise, celui du matériel, des immeubles, des ouvrages d'art, etc. auquel on ajoute les décomptes d'amortisation.

6. Les *mois-machine* déterminant la durée de forage des puits par une équipe isolée ou par toutes les équipes. Ils sont déterminés d'après la somme suivant les équipes isolées et suivant toutes les équipes, ainsi que séparément pour le forage de production et de reconnaissance. Cet indice se calcule par division de tous les temps en heures (y compris les temps morts) par 720 h (durée d'un mois conventionnel de 30 jours).

La *durée du cycle de construction des puits* est déterminée seulement d'après les puits de construction finis en une période déterminée (mois, trimestre, semestre, année), y compris tout le temps pris par la construction des puits depuis l'excavation prévue pour la fondation de l'installation jusqu'à son démontage après la fin de tous les travaux de provocation de la venue et l'essai de tous les objets dans le puits prévu par le plan :

$$t_c = \frac{\sum T_{man} + \sum T_f + \sum T_e}{24n},$$

où t_c est la durée du cycle de construction, jours ; $\sum T_{man}$, la durée des opérations de manœuvre pour tous les puits, h ; $\sum T_f$, le temps pris par le forage et la consolidation de tous les puits, h ; $\sum T_e$, le temps pris par les essais des puits, h ; n, le nombre de puits.

La vitesse du cycle v_c détermine les cadences des puits finis de construction dans le temps et se mesure en mètres par mois-machine (m/mois-machine)

$$v_c = (H'/t_c)\,720,$$

où H' est l'avancement de tous les puits finis de construction, m ; $t_c/720$, la durée du cycle de construction des puits, mois-machine.

La *vitesse pratique du forage* v_{pr} définit la cadence de la construction des puits dans le temps. On détermine cette vitesse (en mois-machine) d'après les puits en cours de forage et des puits de forage fini, aussi bien d'après les puits isolés que pour l'ensemble de l'entreprise, ainsi que séparément suivant les objectifs prévus (production, reconnaissance) pour un mois, un trimestre, un an. Il convient de retenir que le temps de forage comprend tout le temps depuis l'attaque jusqu'à la fin des essais de la colonne de production suivant l'étanchéité, ou, en présence d'une taille ouverte et d'un filtre, la pose des tubes sur les passerelles, y compris le temps d'arrêt pour de différentes raisons, sauf, la période de conservation du puits pour laquelle toutes les formalités sont accomplies dans l'ordre établi.

La vitesse pratique est donnée par la formule:

$$v_{pr} = \frac{\sum H}{\sum T_f} 720,$$

où $\sum H$ est l'avancement des puits, m ; $\sum T_f/720$, le temps absorbé par le forage pendant la période donnée (mois-machine).

Le *bilan du temps de forage global* sert pour tenir compte du temps absorbé par différentes opérations: levée des complications, des incidents, les temps morts dus à diverses raisons. Ce bilan est tiré séparément pour la production et la reconnaissance. Certains de ses éléments servent également pour le calcul de plusieurs indices relatifs aux puits en cours de forage. Le bilan de temps pour tous les puits, y compris les puits finis dans la période d'exercice, compte deux parties, le temps absorbé par le forage et le temps improductif.

Examinons la distribution du temps sur l'exemple d'une entreprise.

Forage	Production	Reconnaissance
Temps global, *h*	79 100	141 000
Temps de forage, *h*:	74 750	134 000
travaux d'avancement;	29 900	54 710
y compris:		
forage mécanique	17 480	27 920
descente et remontée de l'outil	12 340	26 090
consolidation	15 740	18 470
travaux auxiliaires	20 010	43 000
travaux de réparation	4 120	6 630
travaux de levée des complications dues aux conditions géologiques	4 980	11 280
Temps improductif, *h*	4 350	6 910
levée des incidents	950	1 410
liquidation du rebut	—	1 270
temps morts	3 400	4 230

La *vitesse technique de forage* v_{techn} (m/mois-machine) est déterminée en divisant l'avancement d'un puits ou d'un faisceau de puits

finis de forage par les mois-machine de temps productif:

$$v_{\text{techn}} = (\sum H / \sum T_f)\, 720,$$

où T_f est le temps absorbé par le forage du puits ou d'un faisceau de puits.

La vitesse technique détermine le niveau éventuel de la vitesse de forage (pour les techniques et la technologie de forage données), l'organisation des travaux assurant l'absence des incidents, des rebuts, des temps morts, quels que soient leurs origines. Les indices essentiels pour un puits dépendent du service efficace des outils, parmi les indices techniques et économiques il y a l'avancement par passe du trépan, la vitesse mécanique de l'avancement et la vitesse de passe du forage. Ces indices se calculent dans l'ensemble et suivant les objectifs de forage (production, reconnaissance) pour une période de temps définie (mois, trimestre, année).

Avancement par trépan, h (m), le nombre de mètres forés par l'outil depuis sa descente dans le puits jusqu'à sa remontée au jour (passe).

La *vitesse mécanique de l'avancement* $v_{\text{méc}}$, m/h, définit la cadence de l'approfondissement du puits

$$v_{\text{méc}} = h/t.$$

La *vitesse de passe du forage* v_{p}, m/h, caractérise la cadence de l'approfondissement du puits, compte denu du temps absorbé par la manœuvre descente et remontée, t_{man}. Cet indice est très important. D'après sa valeur on juge de l'efficacité du travail du trépan, ainsi que de la correspondance des types et des modèles des outils employés pour le forage des puits dans les conditions données. La vitesse de passe se calcule aussi bien pour les outils isolés, que d'après les horizons, les puits ou le faisceau de puits dans son ensemble:

$$v_{\text{p}} = h/(t_{\text{f.méc}} + t_{\text{man}}).$$

L'indice qui évalue le travail d'une équipe est le niveau d'avancement par équipe par an ; plus l'avancement annuel est grand, plus de puits seront finis de construction, plus le travail de l'équipe est efficace, moins il y a de temps morts entre la fin de forage d'un puits et l'amorçage du forage d'un autre. Cet indice caractérise la productivité d'une équipe de forage.

Le *prix de revient de* 1 m *d'avancement*. Ce prix déterminé par puits, ainsi que par objectif de forage (production, reconnaissance) se calcule d'après la formule

$$C = \sum S / \sum H$$

où C est le prix de revient de 1 m d'avancement ; $\sum S$, la somme réelle des frais suivant les puits (un puits) pendant la période d'exercice ;

$\sum H$, l'avancement réel assuré par le projet et le devis pour la même période de temps, m.

Dans une entreprise de forage pour la période d'exercice (mois, trimestre, année) la productivité du travail est déterminée par l'*avancement par ouvrier* h_{ou} et se calcule d'après l'expression

$$h_{ou} = \sum H/N,$$

où ΣH est l'avancement global (production et reconnaissance) pour l'entreprise de forage pendant la période d'exercice, m ; N, le nombre moyen d'opérateurs de l'entreprise embauchés pour la même période de temps.

En plus du niveau élevé de l'organisation du travail assurant une exécution parfaite de toutes les opérations au cours du forage, les indices techniques et économiques sont améliorés dans une grande mesure par l'utilisation des outils à productivité élevée, ainsi que l'automatisation et la mécanisation des processus laborieux.

Par exemple, l'utilisation des trépans à molettes à palier de glissement et palier rempli d'huile dans le forage rotary rend par rapport au turboforage l'avancement par outil de 2 à 4 fois plus grand, tout en travaillant à peu près à la même vitesse mécanique d'avancement. Ceci est équivalent à la diminution de 2 à 4 fois de la durée des opérations aussi laborieuses que la descente et la remontée des tiges de forage.

En plus de la réduction du volume de travail manuel, l'automatisation et la mécanisation accélèrent également les opérations laborieuses, comme, par exemple, l'alourdissement de la boue, sa confection, etc. La diminution du temps d'exécution de certaines opérations contribue par là même à accélérer le forage des puits et à diminuer les ressources matérielles et techniques nécessaires, ainsi que les frais.

Partie II

EXPLOITATION DES PUITS DE PÉTROLE ET DE GAZ

Chapitre XIV

CARACTÉRISTIQUE PHYSIQUE DES TERRAINS PÉTROLIFÈRES ET GAZÉIFÈRES ET DES FLUIDES DE GISEMENT

§ 1. Origine du pétrole et conditions de formation des champs pétrolifères et gazéifères

L'origine du pétrole est envisagée par deux théories, l'une inorganique et l'autre organique. D'après la théorie inorganique avancée par D. Mendéléev, la matière pétrolifère première se forme au sein de la terre par interaction des eaux souterraines avec les carbures de fer incandescents. Sous l'action durable des températures élevées, cette matière première se transforme progressivement en pétrole et en gaz. Toutefois cette théorie simple n'est confirmée ni par la composition ni par la distribution des champs pétrolifères dans l'écorce terrestre.

D'après la théorie organique, partagée par la plupart des savants, le pétrole et le gaz se sont formés à partir des restes organiques des algues marines les plus simples et d'autres organismes. En mourant, les algues et les autres organismes tombent au fond des bassins et s'accumulent dans la couche des roches sédimentaires. A mesure qu'ils se déplacent en profondeur, la température et la pression de la roche augmentent, et sous leur action les matières organiques se transforment en pétrole et en gaz.

Pour que le pétrole et le gaz puissent s'accumuler au sein de la Terre et former des champs et des gisements, il faut que soient remplies certaines conditions. Avant tout, les roches doivent avoir la propriété d'accumuler le pétrole et le gaz, c'est-à-dire être poreuses et perméables telles l'éponge et le porolon. La porosité et la perméabilité sont le propre des sables, des grès, des calcaires et de certaines autres roches, ainsi que des roches à fissurité ramifiée. Ces roches sont dites réservoirs ou magasins.

La deuxième condition impérative de la formation d'un champ de pétrole ou de gaz est la présence au-dessus de la roche magasin des toits impénétrables pour le pétrole (le gaz). Ces couvertures interdisent au gaz et au pétrole la migration dans les terrains sus-jacents et leurs dissipation dans ces terrains. Le rôle des couches

imperméables assument les roches argileuses, les dépôts des sels et de certaines autres roches.

La troisième condition consiste en une position déterminée du réservoir dans l'assise des terrains sédimentaires. Toutes les roches sédimentaires sont comprimées en plis de différente forme sous l'effet des processus orogéniques dont la croûte terrestre est le siège. L'expérience montre que les champs de pétrole et de gaz se forment le plus souvent dans les roches magasins des plis anticlinaux (fig. XIV.1). Le pétrole, le gaz et l'eau se répartissent suivant leurs densités. Le gaz à densité minimale occupe la partie de la voûte de la couche, puis vient le pétrole et sous le pétrole s'étale l'eau.

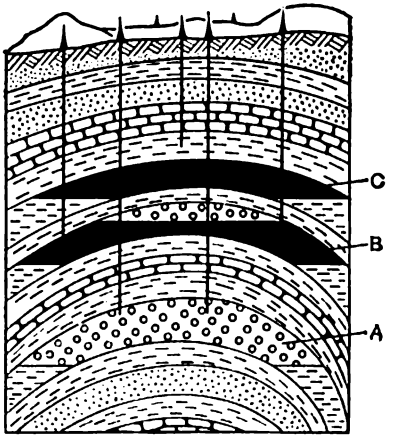


Fig. XIV.1. Schématisation d'un gisement pétrole-gaz :
A — couche de gaz ; *B* et *C* — couches de pétrole

§ 2. Propriétés physiques des roches magasins

Pour une exploitation scientifiquement justifiée des champs de pétrole et de gaz il faut tenir compte des propriétés physiques des terrains encaissants.

Aux propriétés physiques des roches magasins se rapportent leurs porosité, perméabilité, saturation en pétrole et en gaz, pression et température. Sans leur connaissance il est impossible d'évaluer les réserves (la quantité) de pétrole et de gaz encaissées par une couche concrète, d'établir le projet d'exploration du champ pétrolifère et gazéifère, ainsi que de déterminer les modes rationnels de l'exploitation des puits.

La *porosité* caractérise la présence des pores et des canaux entre les grains isolés de la roche, ainsi que des fissures et des cavernes. La valeur de la porosité est déterminée par le rapport du volume des pores, des canaux, des cavernes, des fissures au volume de la roche tout entière, y compris celui des pores, des canaux, des cavernes et des fissures. Le coefficient de porosité est exprimé soit en fractions de l'unité (a), soit en pour cent (a_1) :

$$a = V_1/V; \qquad a_1 = (V_1/V)\,100, \qquad \text{(XIV.1)}$$

où a et a_1 sont les coefficients de porosité ; V_1, le volume des pores, des canaux, des cavernes et des fissures ; V, le volume tout entier de la roche.

Le volume global des pores, canaux, cavernes et fissures dans une couche magasin concrète se trouve d'après le coefficient de porosité moyen a_{moy} calculé comme la moyenne arithmétique des coefficients de porosité des carottes isolées, prélevées lors du forage du puits sur des tronçons différents de la couche :

$$a_{moy} = \frac{a' + a'' + \ldots + a^n}{n}, \qquad \text{(XIV.2)}$$

où a', a'', . . ., a^n sont les coefficients de porosité des carottes isolées ; n, le nombre de carottages.

Le volume global des pores ou la porosité totale vaut en fractions de l'unité : $m = a_{moy} V$; en pour cent : $m_1 = a_{moy} V \cdot 100$.

Les coefficients de porosité des roches varient dans de larges limites. Par exemple, pour les roches éruptives (granits, basaltes), ils s'échelonnent de 0,05 à 1,25 % ; les sables, de 18 à 35 % ; les calcaires, de 2,5 à 30 % ; l'argile, de 1,5 à 50 %.

La *perméabilité* détermine le pouvoir des roches, y compris des terrains encaissants, de laisser passer les liquides et les gaz.

Dans la nature, il n'existe pas de roches parfaitement perméables. Un liquide ou un gaz peuvent être chassés à travers toute roche si on assure à cet effet une pression convenable. Pourtant, de nombreux terrains encaissant du pétrole et du gaz s'avèrent imperméables même en présence d'une différence de pression maximale entre la couche et le puits, du fait que cette différence s'avère insuffisante pour assurer le mouvement du fluide suivant les canaux du collecteur.

Il est évident que plus la dimension des canaux et des pores est grande, plus la perméabilité de la couche encaissante est élevée. Les canaux qui relient les pores sont rangés par convention en trois groupes : supercapillaires, capillaires et subcapillaires.

Le diamètre des canaux supercapillaires est de 0,5 mm et plus. Ils se forment dans des couches composées de grains sphériques, par exemple dans les terrains à grès et les sables à gros grains. L'écoulement des fluides dans de tels canaux observe les lois générales de l'hydraulique.

Les canaux capillaires ont un diamètre qui varie de 0,5 à 0,0002 mm. A mesure que leur diamètre diminue, le mouvement des fluides subit de plus en plus l'action des forces tensorielles produites par l'interaction du fluide avec la surface des canaux : adhésion, tension superficielle, forces capillaires. Ces forces opposent une résistance supplémentaire au mouvement des fluides.

Le diamètre des canaux subcapillaires est inférieur ou égal à 0,0002 mm. Dans ces conditions les forces tensio-actives sont très grandes et rendent les roches pratiquement imperméables, si elles ne possèdent que de tels canaux.

La perméabilité et la porosité ne sont pas liées entre elles. Ainsi, les argiles peuvent être très poreuses (jusqu'à 50 %) tout en restant

imperméables. Ceci est dû au fait que dans les argiles les pores ne sont liés que par des canaux subcapillaires. Les grès et les calcaires (porosité de 5 à 15 %) possèdent une perméabilité élevée conditionnée par des canaux capillaires et supercapillaires très développés.

La perméabilité est déterminée quantitativement par la formule de Darcy qui a établi la loi de filtration linéaire

$$v = Q/F = (k\Delta p)/\mu L, \qquad \text{(XIV.3)}$$

où v est la vitesse de la filtration linéaire ; Q, le débit total du fluide à travers une roche en 1 s ; F, l'aire de filtration ; k, le coefficient de perméabilité, Δp, la différence de pression sur la longueur de la carotte de la roche ; μ, la viscosité dynamique du fluide ; L, la longueur d'infiltration du fluide.

L'équation (XIV.3) permet d'obtenir le coefficient de perméabilité des roches par rapport au liquide

$$k = \frac{Q\mu L}{F\Delta p}. \qquad \text{(XIV.4)}$$

Pour le coefficient de perméabilité des gaz, on emploie la formule :

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \mu L}{(p_1^2 - p_2^2)\,F}, \qquad \text{(XIV.5)}$$

où Q_0 est le débit du gaz à la pression atmosphérique p_0 ; p_1 et p_2, la pression de gaz respectivement à l'entrée de la carotte et à sa sortie.

Dans la plupart des gisements et des champs pétrolifères et gazéifères la perméabilité des couches varie de 0,2 à 2 μ^2. Il est établi que la perméabilité de la roche magasin dans le sens de la stratification est plus grande que dans celui de l'épaisseur de la couche. Lors de la production du pétrole et du gaz, les couches productives sont le siège du déplacement du pétrole, du gaz et de l'eau, ou de leurs mélanges. Ceci fait distinguer la perméabilité parfaite (absolue), de phase (dite parfois efficace) et relative.

On appelle d'après l'usage perméabilité parfaite ou absolue de la carotte d'une roche celle établie par rapport au gaz (l'azote).

La perméabilité de phase (efficace) est déterminée par le déplacement dans le milieu poreux d'un gaz (de pétrole, méthane) ou d'un liquide (pétrole, eau, émulsion) concrets dans des conditions qui correspondent à celles du gisement.

La perméabilité relative est le quotient de la perméabilité de phase (efficace) par la perméabilité parfaite.

D'après les explorations, si l'eau occupe dans la couche plus de 20 % de pores, la perméabilité de la couche par rapport au pétrole baisse brusquement. Il en est ainsi parce que l'eau maintenue dans les parois des pores et des canaux par les forces moléculaires et capillaires diminue leur section et provoque la diminution de la

perméabilité efficace de la roche magasin par rapport au pétrole. Lorsque la teneur des pores en eau atteint 80 %, le mouvement du pétrole dans le collecteur cesse tout à fait. Ainsi, lors de l'exploitation des gisements de pétrole, faut-il préserver les roches magasins de l'inondation prématurée.

Il convient également de tenir compte que la présence dans la couche du gaz libre diminue la perméabilité par rapport au pétrole. Il est donc indésirable pendant l'exploitation des puits de créer des conditions qui contribueraient au dégagement du gaz à partir du pétrole.

La perméabilité des roches prélevées sur les roches magasins est établie au laboratoire avec des appareils spéciaux.

Aux propriétés physiques des terrains encaissant du pétrole et du gaz on rapporte également la *surface spécifique de la roche*, c'est-à-dire la surface globale des grains qui la composent par unité de son volume.

La surface spécifique S des terrains pétrolifères se calcule avec une précision suffisante pour des buts techniques d'après la formule:

$$S = 7000 \frac{m\sqrt{m}}{\sqrt{k}}, \qquad \text{(XIV.6)}$$

où m est la porosité totale en fractions de l'unité; k, le coefficient de perméabilité de la roche, μ^2.

La surface spécifique des roches magasins à venue de pétrole présentant de l'intérêt pour l'industrie varie de 500 à 2300 cm^{-1}. Les terrains à surface spécifique supérieure à 2300 cm^{-1} sont faiblement perméables ou imperméables (argiles, schistes argileux, etc.).

§ 3. Propriétés mécaniques des roches

Pour dresser le projet et réaliser les régimes d'exploitation des puits, il faut tenir compte des propriétés mécaniques suivantes: élasticité, résistance en compression et en traction, plasticité. Par exemple, les propriétés élastiques des roches, qui déterminent le pouvoir de la roche à modifier son volume avec la variation de la pression, influent lors de l'exploitation du puits sur la redistribution de la pression dans les pores de la couche.

En établissant le projet de l'action mécanique sur la couche, il faut, pour accroître la productivité du puits, connaître la résistance des terrains encaissants.

La plasticité détermine le pouvoir des corps solides, y compris des roches magasins, de se déformer sans former avec la variation de la pression des fissures et autres accidents. Les roches plastiques, par exemple, les sels et certains argiles, sont capables de s'« écouler » dans le trou de sonde.

Les recherches ont montré que les propriétés élastiques de la plupart des roches vérifient la loi de Hooke:

$$\frac{\Delta V_{\text{pores}}}{V_0} = \beta \Delta p \qquad \text{(XIV.7)}$$

où ΔV_{pores} est la variation du volume des pores de la carotte prélevée sur la roche sous l'action de la variation de la pression de Δp, Pa ; V_0, le volume de la carotte, m³ ; β, le coefficient d'élasticité volumique de la roche, m³/Pa.

La formule (XIV.7) entraîne que

$$\beta = \Delta V_{\text{pores}}/(V_0 \Delta p).$$

D'après les données de l'étude au laboratoire, pour les roches magasins pétrolifères $\beta = (0{,}3 \text{ à } 2{,}0) \cdot 10^{-10}$ m³/Pa témoigne qu'avec la diminution de la pression de 0,1 MPa, le volume des pores des roches magasins change de 1/330 000 à 1/50 000 de sa valeur initiale.

La plasticité est une propriété physique importante des roches, et notamment des terrains encaissant le pétrole et le gaz, du fait que pendant l'exploitation des couches, la pression dans l'espace des pores diminue. Donc, le volume de l'espace de pores diminue aussi par suite de la plasticité des roches. Avec la diminution de l'espace des pores le fluide est chassé des pores qu'il remplit. Ce phénomène est d'une importance capitale pour l'exploration des gîtes.

§ 4. Pression de gisement ou de formation

Les fluides encaissés par la couche subissent une pression définie dite *de gisement* ou *de formation*.

La pression de la couche avant son exploitation est dite initiale $p_{g.\,in}$. Sa valeur est liée à la profondeur et peut être calculée d'après la formule approchée

$$p_{g.\,in} = H\rho g, \qquad \text{(XIV.9)}$$

où H est la profondeur de la couche, m ; ρ, la densité du liquide (de l'eau), kg/m³ ; g, l'accélération de la chute libre, 9,81 m/s².

En réalité, la valeur de la pression de gisement initiale peut être plus élevée (anomalement grande) ou plus basse que celle calculée d'après la formule (XIV.9). Sa valeur exacte est déterminée avec des manomètres de fond ou, si l'on connaît la densité du fluide remplissant le puits, par calcul d'après la formule (XIV.9), et en présence d'une pression excédentaire sur la tête, d'après l'équation

$$p_g = H\rho g + p_t, \qquad \text{(XIV.10)}$$

où H est la profondeur de la couche productive, m ; p_t, la pression sur la tête de puits, Pa.

Lorsque le liquide ne remplit qu'une partie du puits, la pression de gisement vaut

$$p_g = H_1 \rho g \qquad \text{(XIV.11)}$$

(H_1 est la hauteur de la colonne du liquide dans le puits, m).

La pression de gisement n'est pas la même suivant tout le champ (elle est la plus faible dans sa partie libre, et la plus forte sur les flancs du pli (fig XIV.2)), ce qui rend plus difficile l'analyse de la

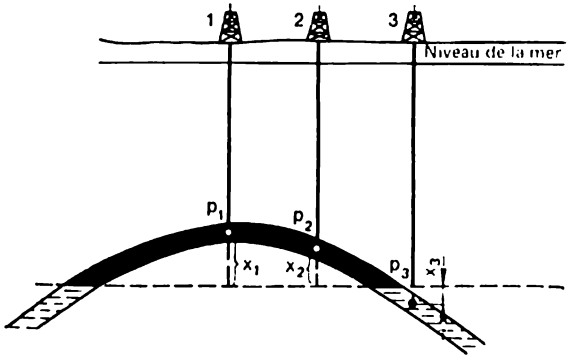


Fig. XVI.2. Détermination de la pression de gisement réduite

variation de la pression de gisement au cours de l'exploitation du puits : on utilise donc sa valeur rapportée à un plan retenu par convention, qu'on appelle pression de gisement réduite. Par plan conventionnel on entend le plan qui correspond au niveau de la mer ou du contact initial eau-pétrole.

Pour la figure XIV.2 la pression réduite (en Pa) rapportée à la position initiale du contact pétrole-eau vaut

$$p_{1\,\text{réd}} = p_1 + x_1 \rho_{\text{pét}} g\,; \qquad p_{2\text{réd}} = p_2 + x_2 \rho_{\text{pét}} g\,;$$

$$p_{3\text{réd}} = p_3 + x_3 \rho_{\text{eau}} g, \qquad \text{(XIV.12)}$$

où x_1, x_2, x_3 sont les distances du fond du puits suivant le plan de contact pétrole-eau ; $\rho_{\text{pét}}$ et ρ_{eau}, respectivement les densités du pétrole et de l'eau, kg/m^3 ; g, l'accélération de la chute libre, m/s^2.

Au cours de l'exploitation des champs de pétrole et de gaz toutes les variations de la pression de gisement sont enregistrées scrupuleusement. Leur étude permet de juger des processus dont la couche est le siège et régulariser l'exploitation des puits.

La pression dans le puits est mesurée avec des manomètres enregistreurs de pression de fond. Il en existe deux groupes, les manomètres maximaux et à enregistrement continu des affichages.

Les manomètres maximaux donnent la valeur maximale de la pression dans l'horizon où elle est mesurée.

Les enregistreurs sont munis d'un mécanisme d'horloge qui entraîne en rotation un tambour spécial porteur de papier quadrillé sur lequel sont visualisées les variations de la pression. Suivant la construction, ces manomètres peuvent être à piston et à ressort hélicoïdal. La pression dans le premier est transmise à l'élément enregistreur par le piston, et dans le deuxième, par le ressort hélicoïdal.

Dans les enregistreurs, à piston (fig. XIV.3) le liquide sous pression pousse le piston *3* à travers le filtre *5* et la chambre manométri-

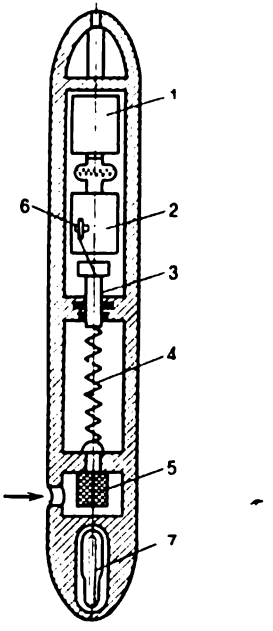


Fig. XIV.3. Enregistreur de pression de fond à piston

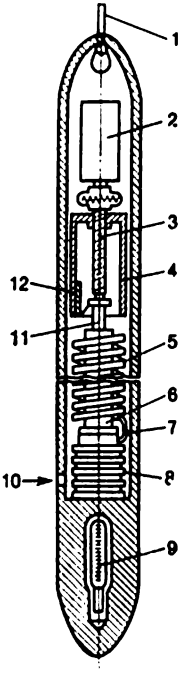


Fig. XIV.4. Enregistreur de pression de fond à ressort hélicoïdal

que. La pression exercée sur le piston est équilibrée par la tension du ressort *4* dont l'une des extrémités est fixée à demeure, alors que l'autre est liée au piston. Le déplacement de ce dernier, proportionnel à la pression, est enregistré par le style *6* sur le papier quadrillé porté par le tambour *2* entraîné en rotation par le mécanisme d'horloge *1*. La cavité du bloc manométrique est remplie d'une solution alcoolique du savon liquide. Pour contrôler la température dans le puits en mesurant la pression, le corps de l'appareil porte un thermomètre à maximum à mercure *7*.

Les enregistreurs de pression de fond à piston sont livrés pour la mesure des pressions différentes (pression maximale 35 MPa), la température de la mesure variant de 10 à 100 °C. Le diamètre du manomètre est de 32 mm, on peut donc le faire descendre dans des tubes de la colonne de tubing de 60 mm et plus de diamètre.

Dans le manomètre à ressort hélicoïdal (fig. XIV.4) la pression du milieu (fluide) agit à travers le trou *10* dans le corps sur la capsule ondulée *8*, remplie de liquide. L'enceinte intérieure de la capsule ondulée à travers le canal dans la tige *6* et le capillaire *7* communique avec l'enceinte intérieure du ressort hélicoïdal *5*. Une extrémité du ressort liée à la capsule ondulée est fixée à la tige, alors que l'autre extrémité bouchée est munie de l'axe *11* auquel est fixé le mécanisme à style enregistreur *12*. La pression du milieu extérieur subie par la capsule ondulée est transmise au ressort hélicoïdal qui commence à se dérouler. L'extrémité libre du ressort en se déplaçant tourne l'axe *11* d'un angle proportionnel à la pression. Le style *12* trace sur le bordereau quadrillé porté par le chariot *4* une ligne proportionnelle à la pression. Le chariot *4* est entraîné en translation le long de l'axe de l'appareil par la vis-mère *3*, actionnée par le mécanisme d'horloge *2*. Le manomètre est descendu dans le puits sur le fil *1*. La partie inférieure de l'appareil porte un thermomètre à maximum *9*.

La figure XIV.5 donne un exemple du tracé de la pression mesurée par un enregistreur de fond. En ordonnées sont portées les pressions à l'échelle de la longueur d'écriture, et en abscisses, le temps en minutes. La ligne nulle est tracée au style avant la descente de l'appareil et correspond à la pression atmosphérique. La ligne *1-2* détermine la croissance de la pression avec la descente de l'enregistreur à partir du point *1* jusqu'à la profondeur requise. A cette profondeur l'appareil est maintenu quelque temps (ligne *2-3*), puis remonté (ligne *3-4*), maintenu un certain temps en position remontée (ligne *4-5*) et redescendu à la profondeur requise (ligne *5-6*). Cette opération, reprise plusieurs fois, permet d'obtenir une meilleure précision de la longueur de la mesure (L_{mes}). La longueur de la mesure qui correspond à la pression au fond se calcule comme la moyenne arithmétique des longueurs de mesure L_1, L_2, L_3.

$$L_{mes} = (L_1 + L_2 + L_3)/3.$$

La longueur des enregistrements (L_{1-3}) est mesurée avec un microscope spécial à plaquettes constitué d'une plaque en verre sur laquelle sont portés un trait longitudinal et 25 traits transversaux tracés de 5 à 5 mm. Le microscope comporte également un quadrillage aux traits séparés les uns des autres par 0,1 mm. La plaquette et le microscope permettent de prendre des mesures à un dixième de millimètre près.

D'après la longueur L_{mes} déterminée on trouve sur le graphique ou le tableau la pression qui lui correspond et introduit la correc-

tion de température. Les tableaux et les graphiques se composent d'après les données de l'étalonnage du manomètre.

En plus des manomètres de fond et à ressort hélicoïdal, on emploie dans les chantiers des manomètres de fond différentiels pour la

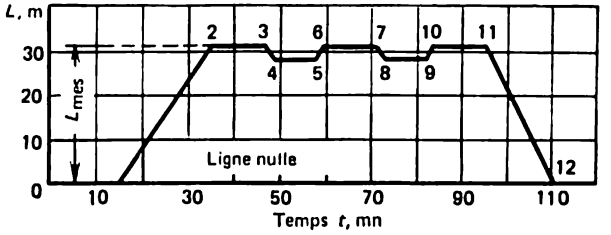


Fig. XIV.5. Courbe de la pression de fond tracée par un enregistreur de fond

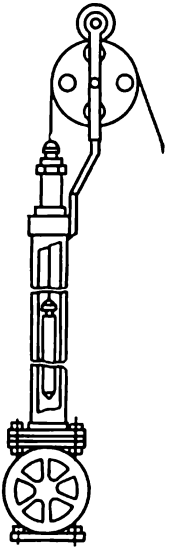


Fig. XIV.6. Presse-étoupe à galet de la tête de puits

mesure de la dépression qui est la différence entre la pression de gisement et la pression de fond.

Pour descendre dans le puits les manomètres de fond et autres appareils, l'« arbre de Noël » porte au lieu d'un amortisseur, un presse-étoupe à graisseur muni de galet (fig. XIV.6). La longueur du graisseur doit être telle qu'il puisse loger l'appareil et les poids accouplés à ce dernier.

§ 5. Température des roches

A mesure qu'on avance au sein de la Terre la température des roches augmente. L'approfondissement au sein de la Terre qui correspond à l'augmentation de la température de 1 °C s'appelle *degré géothermique*. Sa valeur G se calcule d'après la formule

$$G = H/(t_1 - t_2), \qquad \text{(XIV.13)}$$

où H est la profondeur à laquelle est mesurée la température t_1, °C ; t_2, la moyenne annuelle de l'air à la surface de la Terre à l'emplacement du puits, °C.

Le degré géothermique des couches supérieures (15 à 20 km) de la Terre est d'environ 33 m, pourtant, en différents points du globe, il peut être plus grand ou plus petit.

Pour les calculs de la température des roches, on utilise le plus souvent la valeur du gradient géothermique qui détermine la poussée de la température avec chaque 100 m d'avancement en profondeur. Pour mesurer la température des roches, on emploie des thermomètres à mercure et électriques qui enregistrent en continu la température au cours de la descente de l'appareil dans le puits.

§ 6. Pétrole, gaz, leur composition et propriétés physiques

Le pétrole est un liquide huileux combustible, préférentiellement de couleur sombre et à odeur particulière. D'après la composition le pétrole est un mélange de différents hydrocarbures qui déterminent ses propriétés physiques et chimiques. Le pétrole contient les groupes des hydrocarbures suivants : méthanes ou paraffines (C_nH_{2n+2}), naphtènes (C_nH_{2n}) et aromatiques (C_nH_{2n-6}).

Dans les conditions naturelles, les méthanes sont les hydrocarbures les plus fréquents. Les hydrocarbures de cette série (méthane CH_4, éthane C_2H_6, propane C_3H_8 et butane C_4H_{10}) sont à la pression atmosphérique et température ambiante des gaz faisant partie du gaz de pétrole. Avec l'augmentation de la pression, ces hydrocarbures passent partiellement ou complètement à l'état liquide.

Le pontane C_5H_{12}, l'hexane C_6H_{14} et l'heptane C_7H_{16} sont instables et passent facilement à l'état de gaz et inversement.

Les hydrocarbures dont la composition varie de C_8H_{18} à $C_{17}H_{36}$ sont des substances liquides.

Les hydrocarbures qui contiennent plus de 17 atomes de carbone sont des corps solides (paraffines et cérésines) contenus dans le pétrole en quantités différentes.

En plus des hydrocarbures, le pétrole et le gaz peuvent contenir de l'oxygène, de l'azote, du soufre et en quantités négligeables d'autres substances chimiques.

Les propriétés physiques des pétroles et leur qualité sont déterminées par la dominance dans leur composition de certains hydrocarbures ou de leurs groupes. Les pétroles lourds contiennent moins d'essence et de fractions d'huile. Les résines et les paraffines en grandes quantités rendent les pétroles peu mobiles et visqueux. Les combinaisons de soufre compliquent l'extraction du pétrole, provoquant une forte corrosion des métaux, ainsi que par suite de leur allure toxique (action néfaste sur l'homme et l'environnement).

Les pétroles se distinguent également par le taux des résines dans le fuel-oil : moins de 8 %, faiblement résineux ; de 8 à 25 %, résineux ; plus de 25 %, fortement résineux.

D'après la teneur en paraffines, on distingue les pétroles non paraffineux (jusqu'à 1 %), faiblement paraffineux (1 à 2 %), paraffineux (plus de 2 %).

D'après la teneur en soufre, on distingue les pétroles faiblement sulfureux (jusqu'à 0,5 %); sulfureux (de 0,5 à 1,9 %) et fortement sulfureux (plus de 1,9 %).

Par ailleurs, les pétroles sont différenciés suivant les indices qualitatifs, c'est-à-dire suivant la teneur en fractions d'essence, de kérosène et d'huile.

L'un des indices principaux de la qualité marchande du pétrole est sa densité qui à 20 °C (norme pour la détermination de la densité) varie de 700 à 980 kg/m³ et, dans certains cas, atteint même 1000 kg/m³. Les pétroles légers, à densité allant jusqu'à 880 kg/m³ contiennent généralement plus d'essence et d'huile, ce qui les rend plus précieux.

La densité des pétroles est mesurée à l'aréomètre. Pour réduire la densité du pétrole à la température ambiante (20 °C), il y a la formule

$$\rho_{20} = \rho_t + a\,(t - 20), \qquad \text{(XIV.14)}$$

où ρ_t est la densité du pétrole à la température de la mesure t; a, le coefficient d'expansion volumique du pétrole qu'on tire des tableaux appropriés (a = 0,0008 à 0,0006) kg/degrés·m³.

L'une des propriétés physiques les plus importantes de tout liquide, y compris le pétrole, est la viscosité qui est sa propriété d'opposer la résistance au déplacement de ses particules; elle se manifeste lorsqu'une particule se déplace par rapport à une autre. Par conséquent, pour déplacer une couche de liquide par rapport à une autre couche, il faut appliquer un certain effort P:

$$P = \mu \frac{\Delta v}{\Delta S} F, \qquad \text{(XIV.15)}$$

où μ est le coefficient de viscosité; Δv, l'accroissement de la vitesse du mouvement d'une couche par rapport à une autre; ΔS, la distance entre les couches; F, la surface de contact de deux couches. En partant de la formule (XIV.15), on obtient le coefficient de viscosité en Pa·s:

$$\mu = \frac{P\Delta S}{E\Delta v}. \qquad \text{(XIV.16)}$$

Dans la pratique de chantier, on utilise souvent la notion de viscosité cinématique ν (en m²/s).

$$\nu = \mu/\rho \qquad \text{(XIV.17)}$$

(ρ est la densité du pétrole).

Parfois on utilise également la notion de viscosité relative (conventionnelle) qui donne le rapport entre la viscosité du liquide considéré et celle de l'eau. Cette viscosité est établie ordinairement à 20 °C en comparant les temps d'écoulement par des trous de dimension définie de volumes égaux (ordinairement 200 cm³) du liquide et de l'eau. Les résultats de mesure sont exprimés en degrés de viscosité

conventionnelle (°BУ$_t$), où l'indice t indique la température de la prise de mesure.

D'après les valeurs obtenues de la viscosité conventionnelle, on peut calculer la viscosité cinématique (en m²/s)

$$\nu = \left(0{,}07 \cdot 31° \text{BУ} - \frac{0{,}0631}{°\text{BУ}}\right) 10^{-1}. \qquad \text{(XIV.18)}$$

Tout liquide en contact avec l'air s'évapore quelle que soit la température. Avec l'évaporation, le pétrole perd en premier lieu les fractions les plus précieuses, celles de l'essence. Aussi, pendant le transport et la conservation, le pétrole doit-il être protégé contre le contact avec l'air atmosphérique.

§ 7. Gaz de pétrole

Les gaz des gisements de pétrole et de gaz présentent un mélange d'hydrocarbures (méthane, éthane, propane, butane et pontane). Parfois ces gaz contiennent également de l'azote, du gaz carbonique, de la sulfure d'hydrogène et des gaz rares, l'hélium, par exemple.

Les gaz de pétrole et naturels (on donne ce nom aux gaz de gisements) contiennent surtout du méthane (40 à 95 % et plus). Plus dans la composition du gaz il y a de méthane et d'éthane, plus il est léger et plus son pouvoir calorifique est faible.

Les gaz de pétrole et naturels sont classés en gaz secs, où la teneur en hydrocarbures lourds (propane, etc.) est négligeable, et humides, où la teneur en hydrocarbures lourds rend possible l'obtention avec un avantage économique des gaz liquéfiés et de l'essence de gaz. On considère que 1 m³ de gaz sec contient moins de 60 g d'essence de gaz. Les gaz à teneur plus élevée en essence de gaz se rapportent aux gaz humides. Généralement, les gaz humides accompagnent les pétroles légers.

La densité des gaz est pratiquement évaluée par ce qu'on appelle « densité relative » qui est le rapport de la masse d'un volume de gaz défini à la masse de l'air de même volume sous les même pression et température (tableau 37).

Tableau 37

Densité relative (par rapport à l'air) et densité de certains gaz

Gaz	Densité relative	Densité, kg/m³	Gaz	Densité relative	Densité, kg/m³
Air	1,000	1,293	Hydrogène sulfuré	1,19	1,539
Hydrogène	0,070	0,0898	Méthane	0,554	0,7168
Hélium	0,138	0,1785	Ethane	1,048	1,356
Azote	0,97	1,2507	Propane	1,562	2,019
Gaz carbonique	1,518	1,975	Butane	2,066	2,668

L'état des gaz est caractérisé par la pression p, la température T et le volume V. La relation entre ces grandeurs est déterminée par les lois de l'état de gaz.

Les gaz de pétrole et naturels sont régis par des lois qui s'écartent sensiblement de celles des gaz parfaits, par suite de l'interaction des molécules produite par la compression de ces gaz réels. Le degré de cet écart est défini par le coefficient de compressibilité z qui traduit, à égalité des conditions, le rapport du volume du gaz réel au volume du gaz parfait.

L'équation du gaz (de Clapeyron) s'écrit :

$$pV = zmRT, \qquad \text{(XIV.19)}$$

où p est la pression, Pa ; V le volume du gaz, m^3 ; z, le coefficient de compressibilité ; m, la masse du gaz, kg ; R, la constante de gaz ; T, la température absolue, K.

Le coefficient de compressibilité z est déterminé d'après les graphiques construits à partir des données empiriques.

La quantité de gaz réduit aux conditions normales par 1 t de pétrole extraite de la couche s'appelle facteur gaz-huile.

Solubilité du gaz dans le pértole. Comme pour tout gaz, la solubilité du gaz dans le pétrole croît avec l'augmentation de la pression. En étudiant la solubilité, Henry a établi la loi, d'après laquelle la concentration du gaz, qui se dissout dans un liquide, est proportionnelle à sa pression absolue (à température constante)

$$G/V_l = Kp, \qquad \text{(XIV.20)}$$

où G est la quantité massique du gaz dissout, kg ; V_l, le volume du liquide dans lequel le gaz est dissout, m^3 ; p, la pression absolue du gaz, Pa ; K, la constante de Henry.

En tenant compte que $G = \delta V_g$ (δ est le poids de l'unité de volume du gaz à la pression atmosphérique; V_g, le volume du gaz dissous à la pression atmosphérique), la formule (XIV.20) peut être transformée : $\delta V_g = KpV_l$, d'où

$$V_g = \frac{K}{\delta} pV_l = apV_l, \qquad \text{(XIV.21)}$$

a est le coefficient de solubilité du gaz, qui montre combien de gaz se dissout dans une unité de volume du liquide avec l'augmentation d'une unité de la pression. Le coefficient de solubilité de différents gaz dans les pétroles varie en fonction des conditions de $0{,}4 \cdot 10^{-5}$ à $1{,}0 \cdot 10^{-5}$ 1/Pa.

La solubilité dans le pétrole des gaz à hydrocarbures s'écarte de la loi de Henry. Là, sous des pressions basses, a est sensiblement plus élevé que sous des pressions fortes. Sa valeur dépend également des rapports du volume du gaz et du pétrole en contact. Avec la montée

de la température, la solubilité du gaz diminue, l'augmentation de la masse moléculaire la fait croître.

Le paramètre aussi important d'une couche pétrolifère que la pression de saturation est lié à la solubilité des gaz dans le pétrole. On appelle *pression de saturation* du pétrole en place la pression, à laquelle commencent à se dégager les premières bulles du gaz dissous.

En présence dans la couche du gaz libre sous la forme d'un chapeau la pression de saturation est égale à la pression de gisement. Pourtant, dans plusieurs cas, cette dernière peut être plus grande que la pression de saturation. Alors, le pétrole de la couche est insaturé en gaz et la couche ne possède pas de gaz libre (cf. fig. XIV.1, couche *B*).

§ 8. Propriétés du pétrole et des gaz dans les conditions du gisement

Dans une couche le pétrole et le gaz subissent une pression et une température accrues.

Le pétrole du gisement contient une quantité importante de gaz (chaque 1 m³ de pétrole en dissout 300 à 400 m³). Celui-ci diminue la densité et la viscosité du liquide augmente son volume. Le rapport du volume du pétrole, contenant le gaz dissout au sein du gisement V_{gis}, à son volume après la dégazation dans les conditions normales V_{nor} s'appelle coefficient volumique v:

$$v = V_{gis}/V_{nor}. \qquad \text{(XIV.22)}$$

Ce coefficient est utilisé pour les calculs pratiques du volume du pétrole produit. Ainsi, le coefficient volumique $v = 1{,}2$ signifie que dans les conditions atmosphériques 1 m³ de pétrole occupe au sein de la couche 1,2 m³.

La viscosité du pétrole est sensiblement influencée par la température de gisement: plus elle est élevée, plus la viscosité du pétrole est basse; plus le pétrole contient de gaz dissout, plus la température de la couche est élevée et plus la viscosité du pétrole est faible. Dans les conditions de gisement, la viscosité du pétrole peut être 4 à 10 fois inférieure à celle observée dans les conditions atmosphériques normales. Or, ceci favorise le mouvement du pétrole dans la couche (roche magasin poreuse et fissurée).

§ 9. Eaux des gisements de pétrole et de gaz

L'eau qui se trouve dans la même couche que le pétrole s'appelle eau de gisement ou de formation.

Les eaux de gisement peuvent être sous la forme de l'eau de bordure (périphérique), de la nappe d'eau inférieure (aquifère inférieur)

et de l'eau des intercalations. D'autre part, on dégage des couches aquifères supérieures et inférieures gisant respectivement plus haut et plus bas que la couche pétrolifère (gazéifère).

L'eau de gisement est un compagnon oridinaire du pétrole et du gaz. La quantité de l'eau qui vient de la couche avec le pétrole ou le gaz n'est pas constante, généralement, elle croît progressivement et vers la fin de l'exploitation peut dépasser 95 %. En plus des gaz, les eaux de gisement contiennent toujours des sels minéraux. Leur minéralisation varie dans de larges limites et est mesurée en grammes par litre.

D'après le degré de minéralisation, les eaux de gisement forment quatre groupes : A — eaux douces (teneur en sels inférieure à 1 g/l) ; B — saumâtres (minéralisation de 1 à 10 g/l) ; C — salées (minéralisation de 10 à 50 g/l) ; D — saumures (minéralisation supérieure à 50 g/l).

Les eaux de gisement contiennent surtout différents sels de sodium, de potassium, de magnésium. Les eaux des gisements de pétrole et de gaz contiennent en quantités maximales le chlorure de sodium ou sel commun, parfois jusqu'à 90 % et plus de la teneur totale en sels. En plus des sels minéraux, les eaux de gisement peuvent contenir les oxydes de fer, de silicium et des particules des substances solides en suspension.

Dans la pratique de chantier, la quantité de sels dissouts dans l'eau est déterminée à l'aide d'un aréomètre Baumé. Cet appareil est gradué en degrés de Baumé (°Bé) qui correspondent à une densité définie des eaux de gisement. Pour recalculer les résultats de la mesure de la densité de l'eau à l'aréomètre Baumé suivant la densité en kg/m^3, on recourt à des tableaux.

Dans les eaux des gisements de pétrole, on trouve parmi les substances organiques des anions et des savons les acides naphténique et gras, des phénols, etc. Ces eaux sont caractérisées par la teneur en brome et iode. Dans certains cas, la teneur en ces éléments précieux est suffisante pour l'organisation de leur extraction industrielle, c'est-à-dire que l'eau contient de 10 à 20 ml/l et plus d'iode, 250 à 500 mg/l et plus de brome.

Parmi les gaz contenus dans les eaux de gisement il faut signaler les gaz à hydrocarbures, le gaz carbonique, l'azote, l'hydrogène sulfuré et l'hélium. Parmi les gaz à hydrocarbures le mieux se dissolvent dans l'eau le méthane et l'éthane, et parmi les autres gaz, le gaz carbonique et l'hydrogène sulfuré. La solubilité du gaz carbonique est de 18 fois supérieure à celle des gaz à hydrocarbures. Toutefois, parmi les gaz dissouts dans l'eau, CO_2 se trouve en quantités relativement faibles.

La solubilité de l'hydrogène sulfuré est 3 fois plus forte que celle de CO_2 ; aussi, sa teneur dans l'eau de gisement est-elle quelquefois très élevée. Ceci produit un milieu qui présente le danger

de corrosion des tubes du tubage et du tubing, ainsi que de tout équipement en contact avec ces eaux. Le gaz carbonique est également pour les métaux un agent agressif.

Malgré la composition chimique très variée, les eaux de gisement sont rangées suivant deux types principaux : 1) eaux dures ou à chlorure de calcium ; 2) eaux alcalines ou à sodium hydrocarbonatées.

Les eaux à chlorure de calcium se distinguent par la teneur élevée en ions Na^+, Cl^-, ainsi que, bien qu'en quantité moindre, en ions Ca^{2+}. Les eaux de certains champs peuvent contenir en quantités notables du fer (jusqu'à 220 ou 300 mg/l). La densité des eaux à chlorure de calcium varie dans de larges limites, sá valeur maximale étant de 1200 kg/m^3.

Les composantes principales des eaux à sodium hydrocarbonatées (alcalines) sont les ions Na^+, Cl^-, SO_4^{2-}, HCO_3^- et CO_2^{2-}, et en quantités négligeables, Ca^{2+}. La minéralisation des eaux alcalines est inférieure à celle des eaux dures (à chlorure de calcium). Leur densité est rarement inférieure à 1070 kg/m^3.

Les eaux de gisement sont caractérisées également par l'*indice d'hydrogène* pH qui traduit la concentration dans le liquide des ions d'hydrogène. Ordinairement, pour les eaux dures pH = 4 à 6, donc la réaction de ces eaux est acide; avec pH = 7 on considère que le milieu est neutre, pour pH $<$ 7, acide, et pour pH $>$ 7, alcalin.

Chapitre XV

PRINCIPES PHYSIQUES DE LA PRODUCTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

§ 1. Forces motrices des horizons productifs

Si on ne retire du puits qui a découvert un horizon productif ni du liquide ni du gaz, la pression au front de taille du puits et dans la couche sera la même. Le liquide et le gaz ne se déplaceront pas dans la couche. Mais lorsqu'on s'attaque au prélèvement du liquide ou du gaz, la pression au fond commence à baisser. Sous l'action de la pression de gisement supérieure à celle qui domine dans le puits, le liquide et le gaz se déplaceront de la couche dans le puits. La différence entre les pressions dans la couche et au fond du puits s'appelle *dépression*. Sa valeur dépend de la quantité de liquide (gaz) prélevé à partir du puits, des propriétés physiques de la roche magasin et du liquide, ainsi que de la forme de l'énergie de gisement.

La valeur initiale de l'énergie de la couche dépend de la pression de gisement, de la masse d'eau qui produit cette pression, de l'énergie du gaz encaissé par la couche, de l'élasticité des roches et des fluides

comprimés et de l'énergie due à la force de pesanteur du pétrole lui-même. Le déplacement du pétrole et du gaz peut être amorcé sous l'action simultanée de plusieurs formes d'énergie.

La part essentielle de l'énergie de gisement est fournie par les eaux périphériques et les aquifères inférieurs, le gaz comprimé aussi bien dissous dans le pétrole que se trouvant à l'état libre sous forme de gas-cap.

Lors de l'exploitation des champs de pétrole et de gaz, l'eau périphérique tend à se déplacer vers les puits de production et pousse le pétrole ou le gaz vers la taille pour occuper dans la couche le volume qu'ils ont délaissé. L'efficacité de l'action des eaux périphériques est d'autant plus élevée que leur alimentation au droit des résurgences est plus abondante, la perméabilité des roches plus élevée et la viscosité du fluide refoulé plus faible.

Les fluides de gisement et les roches sont compressibles, ce qui fait que dans les conditions de gisement ils ont une réserve d'énergie élastique. La baisse de la pression de gisement déclenche la manifestation des propriétés élastiques de la couche et du fluide; il en résulte la dilatation de la roche et des fluides. Les valeurs absolues de leurs variations volumiques sont très faibles. Ainsi, lorsque la pression diminue de 0,1 MPa, le volume d'eau de gisement augmente de 1/20 000 à 1/25 000 de sa valeur initiale, le volume de pétrole, de 1/700 à 1/14 000, et le volume de la roche de 1/10 000 à 1/50 000. Pourtant, si l'on tient compte du volume des gîtes et des dimensions des systèmes de refoulement de l'eau d'alimentation qui sont si grands, on comprend sans peine que l'énergie élastique influe notablement sur la venue du pétrole et du gaz jusqu'au fond des puits.

Avec la baisse de la pression au fond sous l'action du prélèvement du liquide, le gas-cap commence à se dilater et pousser l'huile vers le fond du puits.

Le gaz dissous dans le pétrole commence à manifester son énergie lorsque la pression dans la couche devient inférieure à celle de saturation. Dès que cela se produit, le gaz se dégage du pétrole sous forme de bulles qui en se dilatant poussent le pétrole dans la zone de la pression plus faible au fond du puits. Ce processus de refoulement du pétrole est peu efficace, du fait que la quantité de gaz aussi bien comprimé que dissous est limitée. D'autre part, une partie de gaz glisse sans fournir du travail utile, ce qui fait perdre une part d'énergie du gaz comprimé.

L'énergie gravifique (celle de la pesanteur) ne commence pratiquement à jouer quelque rôle qu'au stade attardé de l'exploitation lorsque l'énergie élastique du gaz est dépensée et le mouvement des eaux périphériques a cessé. Sous l'action de la pesanteur, le pétrole de la couche s'écoule dans ses parties basses. Plus le pendage des couches est fort, plus l'énergie gravifique du pétrole qu'elles encaissent est élevée.

Lorsqu'un fluide se déplace à travers un milieu poreux ou comme on dit, dans le cas de son infiltration, ce mouvement doit surmonter les forces de résistance, ce qui absorbe une partie de l'énergie de gisement. Les forces de résistance principales apparaissent par suite du frottement à l'intérieur des couches du liquide en mouvement, ainsi que du frottement du pétrole, du gaz et de l'eau contre les parois des canaux des pores. La valeur des forces de résistance dépend de la viscosité du fluide, des dimensions des pores et des canaux, de la surface des grains (seulement de la surface mouillée), ainsi que de la rugosité de la surface des pores et de leurs canaux. Avec la croissance de la viscosité du pétrole et la faible perméabilité de la couche, les forces de résistance qu'il faut surmonter absorbent en quantité de l'énergie de gisement. C'est pourquoi les gîtes contenant un pétrole visqueux et composés de roches peu perméables sont caractérisés par un débit faible.

Une résistance complémentaire au déplacement du pétrole dans la couche est opposée par les bulles de gaz qui s'en dégage. En se dilatant, les bulles atteignent les dimensions des pores et des canaux retrécis, et pour qu'elles soient chassées de là il faut leur appliquer des forces complémentaires.

Le déplacement du pétrole est influencé également par les forces capillaires et tensorielles. Ces particularités font que dans une couche le mélange gaz-pétrole se déplace avec des pertes de pression plus grandes que dans le cas d'un liquide homogène.

§ 2. Régime d'exploitation des couches (du gîte)

On distingue les régimes de production des gîtes (des couches) suivant la forme de l'énergie de gisement qui détermine le mouvement du pétrole dans la couche.

Voici les régimes principaux: production par water-drive; drainage par poussée de gaz ou drainage par expansion du gas-cap; production par libération des gaz dissous; régime de drainage par gravité. Si l'on tient compte que l'énergie élastique des roches et des fluides joue un rôle important dans les processus de refoulement du pétrole et du gaz à partir de la couche, on peut dégager également les régimes élastique et élasto-productif par water-drive.

La production par water-drive, le drainage par poussée des gaz et le régime élasto-productif par water-drive sont les plus efficaces pour l'exploitation des gîtes, étant les régimes de refoulement du pétrole. Les régimes par libération des gaz dissous et de drainage par gravité sont appliqués lorsque l'énergie du gisement est épuisée.

L'exploitation pratique des gîtes pétrolifères connaît des cas d'une manifestation simultanée de plusieurs formes de l'énergie de gisement. Alors on dit que les régimes de leur exploitation son *mixtes*. C'est le cas généralement des gîtes comportant des chapeaux

de gaz, ainsi que des eaux périphériques et des nappes d'eau inférieures suffisamment actives. Il existe également des gîtes (des couches) dont les différentes zones sont exploitées à des régimes différents: les trous périphériques par la méthode de water-drive du fait de l'activité des eaux bordières, et ceux de la voûte, par poussées des gaz auxquelles contribue l'élasticité du gas-cap.

Au cours de l'exploitation du gîte le régime de son fonctionnement peut passer d'une forme à une autre. Ce régime dépend de la cadence du prélèvement du fluide à partir de la couche ou de ses

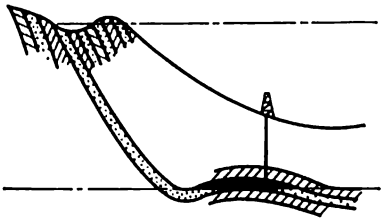


Fig. XV.1. Exploitation d'une couche de pétrole par water-drive

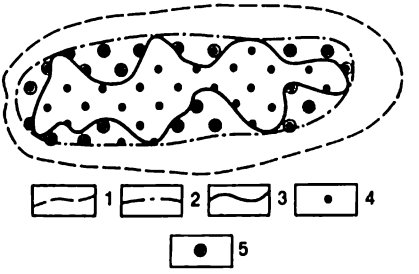


Fig. XV.2. Formation schématisée des digitations d'eau de bordure:

1 — position initiale du contact eau-pétrole; *2* — position de ce contact lors de la progression régulière dans la couche; *3* — position courante de ce contact; *4* — puits qui fournissent du pétrole déshydraté; *5*—puits producteurs d'eau

zones isolées et des mesures de l'action artificielle sur la couche (maintien de la pression de gisement par injection d'eau, de gaz).

La production par water-drive (fig. XV.1) est appliquée lorsque le volume de l'eau sous-jacente est assez grand et la perméabilité de la couche est assez élevée dans ses parties productive et occupée par l'eau. Le pétrole prélevé à partir de telles couches est complètement remplacé par l'eau. Ceci fait que la pression dans la couche reste presque constante et généralement elle est plus élevée que la pression de saturation du pétrole en gaz. Le gaz dissous dans la couche ne se dégage pas et, par suite, au cours du prélèvement du pétrole, les facteurs relatifs au gaz restent constants.

Lorsque le pétrole (le gaz) est extrait du gîte, la limite de la zone productive se déplace de la périphérie vers le centre du pli. Il s'ensuit que d'abord sont inondés les puits proches de la limite de la zone productive, puis les puits plus éloignés et, enfin, ceux qui ont été forés au centre du gîte.

L'une des tâches principales de l'exploitation d'un gîte par water-drive est d'assurer le déplacement régulier de la limite de la zone productive suivant la couche. S'il n'en est pas ainsi, l'eau péri-

phérique, poussée par la pression, en se déplaçant rapidement dans les zones les plus perméables, peut couper le gîte par des digitations d'eau de bordure en secteurs isolés (fig. XV.2). L'extraction du pétrole devient alors plus difficile, ce qui réduit le coefficient de sa récupération. Il reste dans la couche une certaine quantité de pétrole non extrait. L'avance du contact eau-pétrole est réglée en modifiant la valeur du prélèvement du pétrole à partir des puits de production.

Le régime élasto-productif par water-drive se présente dans le cas où le prélèvement des fluides diminue la pression de gisement et commencent à se manifester les propriétés élastiques du fluide et des terrains. Les liquides (eau, pétrole) se dilatent, leur volume augmente et, par suite, les pores et les canaux se rétrécissent en chassant le pétrole et l'eau qui s'y trouvent. Ordinairement, dans les gîtes à régime par water-drive élastique, même à la cadence constante du soutirage du liquide, la pression de gisement baisse rapidement. Lorsqu'elle devient inférieure à la pression de saturation, le gîte commence à fonctionner par libération des gaz dissous, régime le moins efficace.

Sous le régime de drainage par poussée de gaz, l'énergie unique qui déplace le pétrole dans la couche est celle du gaz comprimé accumulé dans le chapeau de gaz. L'extraction du pétrole de la couche fait que la pression de celle-ci baisse, le gaz du chapeau se dilate et chasse le pétrole dans les parties inférieures du pli où se trouvent les puits.

Le régime de production par libération du gaz dissous est caractéristique des couches à pendage faible en l'absence du gaz libre dans le gîte. Les eaux périphériques sont alors presque fixes. Le soutirage du pétrole à partir d'un gîte à production par libération du gaz dissous entraîne la diminution continue du débit et de la pression de gisement.

A mesure que la pression baisse, le gaz libre qui se dégage rend beaucoup plus difficile le déplacement du pétrole dans la couche, du fait que les bulles de gaz bloquent les pores et leurs canaux. Les facteurs gaz-huile deviennent plus grands, la production du pétrole peu efficace.

Le régime de drainage par gravité se présente lorsque les autres formes de l'énergie de gisement sont complètement épuisées. Le déplacement du pétrole vers les parties abaissées de la couche est assuré alors par l'action de la pesanteur.

Quel que soit le mode de production de pétrole (éruption, gas-lift, pompage), pour monter à la surface du jour, le fluide s'engage dans des colonnes des tubes spéciaux descendues à l'intérieur de la colonne de production. Ces tubes s'appellent colonne d'extraction ou tubing. La colonne de tubing descendue dans un puits éruptif rend plus facile sa complétion et assure la sécurité de cette opération. Le gaz naturel n'est produit que par le mode éruptif.

§ 3. Termes employés dans la pratique de la production du pétrole

Débit du sondage, quantité de pétrole en tonnes (du gaz en mètres cubes) obtenue en un jour de 24 h.

Zone voisine du fond, zone qui apparaît dans la couche après son décapage par le puits, où ont, ont eu ou peuvent avoir lieu divers processus violant l'état mécanique ou physico-chimique du terrain. Cette zone est le siège de filtration du fluide de gisement. Sa configuration peut être la plus variée.

Zone éloignée, celle où le décapage de la couche ne compromet pas l'état mécanique et physico-chimique.

Répression, contre-pression sur les parois du puits, dont la valeur est déterminée par la différence entre la pression dans le puits à la profondeur donnée et la pression de gisement (de pores).

Dépression, la différence entre la pression de gisement et de fond, qui montre de combien la pression de gisement est plus élevée que celle de fond.

Pression de fond, pression de la colonne de liquide dans le puits à la profondeur de la couche.

Résistances à la filtration, résistances opposées à la filtration des fluides à travers une paroi poreuse, les fluides se déplaçant dans une couche en filtrant à travers un milieu poreux, fissuré.

Venue stable, débit du puits permanent, inchangeable à la pression donnée, les autres facteurs (diamètre du raccord, etc.) étant constants.

Venue instable, débit du puits variant dans le temps à la dépression donnée et à égalité des autres facteurs. La variation du débit est due au fait que la dépression se propage dans la zone du drainage non pas instantanément mais après l'action surmontée des forces d'inertie des fluides de gisement et le nettoyage de la zone voisine du fond lors du drainage du puits.

Drainage du puits, soutirage à partir du puits du liquide ou du gaz.

§ 4. Production des couches sous des régimes différents

Pour diverses raisons, tout le pétrole ne peut pas être extrait de la couche. Une de ses parties y reste maintenue par les forces capillaires et tensorielles, une autre est bloquée par l'eau pénétrée dans la couche, etc.

La quantité initiale de pétrole que contient la couche constitue les réserves géologiques. La partie du pétrole susceptible d'en être extraite s'appelle réserves récupérables. Le rapport de ces dernières aux réserves géologiques caractérise la production d'huile par la couche et constitue le *coefficient de récupération*.

Ce coefficient dépend de nombreux facteurs: propriétés physiques de la couche et des fluides de gisement; densité du faisceau des puits; cadence et ordre de la mise en production des puits; intensité du prélèvement des fluides à partir de la couche; régime de travail de la couche et degré d'application à la couche des méthodes de production secondaires.

L'expérience et l'exploitation des gisements pétrolifères les plus divers montre que la valeur du coefficient de récupération dépend dans une grande mesure du régime de production du gisement. Ainsi, le coefficient de récupération le plus élevé (jusqu'à 0,8) s'obtient à la production par water-drive appliquée dès le début jusqu'à la fin de l'exploitation. La valeur élevée de ce coefficient résulte d'une expulsion plus complète du pétrole par l'eau, dont la viscosité dans les conditions de gisement est plus grande que celle du pétrole. Des essais confirment que plus la viscosité de l'agent refoulant est élevée par rapport à celle du pétrole, plus le coefficient de récupération est grand.

Pour les gîtes à drainage par poussée de gaz, le coefficient de récupération varie de 0,3 à 0,6; pour le régime de production par libération des gaz dissous, de 0,2 à 0,4, et pour le drainage par gravité, de 0,1 à 0,2. Ainsi, pour 1 million de tonnes de réserves géologiques de pétrole il reste dans la couche, lorsqu'on applique le régime de water-drive, 200 mille tonnes et plus; pour le régime de drainage par poussée de gaz, de 400 à 700 mille tonnes; pour le régime de libération des gaz dissous, jusqu'à 800 mille tonnes et ,pour le régime de drainage par gravité, jusqu'à 900 mille tonnes.

Les données empiriques mentionnées montrent que l'effet est le plus grand dans le cas du drainage du pétrole par l'eau.

§ 5. Productivité des puits

Elle est déterminée par de nombreux facteurs, dont le plus important, présentant le plus d'intérêt est la *perméabilité* des roches constitutives de l'horizon productif. Il est clair qu'il est beaucoup plus difficile de provoquer la venue du pétrole ou du gaz à partir des roches magasins faiblement perméables, que des terrains perméables. Le mouvement même du pétrole ou du gaz doit surmonter des résistances bien plus fortes que dans les roches perméables, ce qui conduit à de grandes dépenses de l'énergie de gisement.

La perméabilité naturelle, c'est-à-dire celle qui s'est formée avec la formation de la couche aux époques géologiques, change au cours de l'exploitation. Ainsi, le décapage d'une couche par forage d'un puits diminue la perméabilité naturelle de la couche par l'action de la boue et de son filtrat. La perméabilité est influencée par le coulis de ciment injecté dans le puits pour son renforcement par le tubage, la perforation (par suite de la pénétration dans les canaux

du liquide de perforation à partir du puits et des produits formés par la mise au feu), ainsi que par le processus d'exploitation lui-même (dans la production du pétrole et du gaz) par suite de la précipitation dans les pores et les canaux de la couche de paraffine, des résines, des particules solides et d'autres dépôts. La perméabilité naturelle diminue surtout dans la zone voisine du fond. Aussi, pendant la mise en production du trou et pendant son exploitation, applique-t-on à la zone voisine du fond de différentes méthodes dans le but d'améliorer sa perméabilité.

On appelle *productivité* ou débit d'un puits le débit journalier global des fluides de gisement. La productivité d'un puits de pétrole est déterminée par le débit journalier de pétrole, de gaz et d'eau, et d'un puits de gaz, par le débit journalier de gaz, de condensat et d'eau. Le pétrole, le condensat et l'eau se mesurent en tonnes, et le gaz, en mètres cubes.

Lorsqu'on prélève du puits du liquide ou du gaz, dans la couche se déplacent (filtrent) les fluides de gisement. Leur mouvement a lieu dans des directions radiales. A mesure qu'ils s'approchent du puits, le volume du soutirage des fluides étant constant, l'épaisseur invariable et la perméabilité de la couche uniforme, la vitesse de filtration (du déplacement) des fluides augmente, en atteignant le maximum près de la paroi du puits. La vitesse de filtration croît par suite de la réduction jusqu'au minimum de la surface à travers laquelle se déplacent les fluides et de celle de la paroi. L'hydrodynamique enseigne qu'avec la croissance de la vitesse la résistance au mouvement augmente et, par suite, l'énergie nécessaire aux fluides pour couvrir une unité de parcours augmente elle aussi, ce qui est équivalent à la perte de pression par unité de longueur du parcours (gradient de pression).

La relation entre le débit du puits et la différence de pression, dont la valeur est déterminée par la différence entre les pressions de gisement et de fond, est donnée par la formule de Dupuit. En utilisant la formule de Darcy, Dupuit a obtenu pour la venue radialement stable dans le puits d'un liquide homogène la formule suivante pour le pétrole:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_g - p_{fond})}{\mu \ln (R_c/r_t)}, \qquad \text{(XV.1)}$$

où Q est le débit du puits, m³/s; k, la perméabilité de la couche, μ²; h, l'épaisseur de la couche, m; p_g et p_{fond}, les pressions de gisement et de fond, Pa; μ, la viscosité du fluide, Pa·s; R_c le rayon du contour d'alimentation, m; r_t, le rayon du puits, m.

L'équation de la venue du gaz dans le puits s'écrit:

$$Q = \frac{\pi kh\,(p_g^2 - p_{fond}^2)}{\mu\beta \ln (R_c/r_t)} \qquad \text{(XV.2)}$$

où Q est le débit massique du gaz : $Q = v\rho_{gaz}$; V, le débit volumique variable du gaz sous pression variable p ; ρ_{gaz}, la densité du gaz dans les mêmes conditions ; β, le coefficient dépendant de la nature du gaz ($\beta = p/\rho_{gaz}$).

L'analyse des formules (XV.1) et (XV.2) montre que dans la productivité du puits, et notamment dans le débit du pétrole et du gaz, interviennent :

1) la perméabilité de la couche : plus elle est élevée, plus le débit du pétrole (du gaz) est grand ;

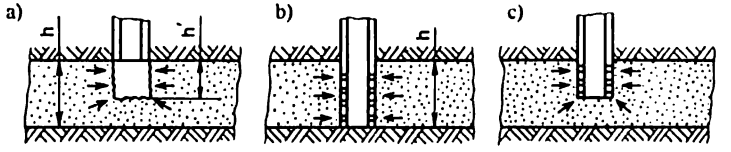


Fig. XV.3. Formes d'imperfections hydrodynamiques des puits :
h — épaisseur efficace totale de la couche ; h' — épaisseur décapée (perforée) de la couche

2) l'épaisseur de la couche : plus elle est grande, plus le débit du puits est important ;

3) la dépression subie par la couche : plus elle est forte, plus le débit du puits est important (dans les limites de la stabilité du terrain) ;

4) la viscosité du liquide (du pétrole) : plus elle est grande, plus le débit du puits est faible ;

5) le quotient du rayon du contour d'alimentation par le rayon du puits : plus il est grand, plus le débit est élevé.

Pour le calcul du débit des puits, les formules (XV.1) et (XV.2) ne sont vraies que dans des conditions déterminées : rien que pour la venue radiale stable d'une couche de liquide (de gaz) homogène suivant toute l'épaisseur ou pour ce qu'on appelle les puits « hydrodynamiques parfaits ».

Toutefois, généralement de tels puits n'existent pas. Ainsi, dans certains cas, le forage ne porte que sur une partie de l'épaisseur de la couche, et si la couche n'est pas renforcée par le tubage ces puits sont imparfaits suivant le degré de décapage (fig. XV.3, *a*).

Dans la plupart des puits la couche est forée sur toute l'épaisseur, mais la communication du puits avec la couche est assurée par un nombre limité de trous percés dans le tubage. Les puits de ce type sont imparfaits par rapport à l'allure de la perforation (fig. XV.3, *b*). Dans la pratique industrielle, il existe également des trous qui sont imparfaits aussi bien suivant le degré de forage que suivant son allure (fig. XV.3, *c*).

Il est clair que toute imperfection des puits engendre des résistances de filtration complémentaires dans la zone voisine du fond par suite de l'écart de l'écoulement du fluide par rapport au courant plan radial et une croissance brusque de la vitesse de leur écoulement au droit des trous perforés.

Dans un puits hydrodynamique imparfait la venue du liquide à partir d'une couche homogène est déterminée d'après la formule en fonction du degré ou de l'allure du forage :

$$Q_{\text{imp}} = \frac{2\pi kh(p_g - p_{\text{fond}})}{\mu\,[\ln(R_c/r_t) + C]}, \qquad \text{(XV.3)}$$

où $C = C_1 + C_2$ est la somme de certaines grandeurs qui rendent compte de l'imperfection du puits d'après l'allure (C_1) et le degré (C_2) de forage. Les grandeurs C_1 et C_2 sont tirées des graphiques spéciaux.

Le quotient du débit Q_{imp} du puits imparfait par Q, le débit d'un puits parfait, s'appelle coefficient de perfection φ :

$$\varphi = Q_{\text{imp}}/Q = \ln\frac{R_c}{r_t} \Big/ \left(\ln\frac{R_c}{r_t} + C\right). \qquad \text{(XV.4)}$$

Le coefficient φ caractérise l'état de la zone voisine du fond pour les techniques et technologie correspondantes au décapage de la couche par forage et par perforation.

Pour caractériser la couche, on emploie également l'*index de productivité* η qui montre de quelle valeur augmente le débit du puits (t/j) lorsque la dépression augmente de 0,1 MPa.

Pour des champs différents, la valeur de l'indice de productivité varie dans de larges limites depuis des centièmes fractions jusqu'à 5 ou 10 t/j par 0,1 MPa et plus.

Pour de grands indices de productivité une augmentation négligeable de la dépression conduit à une grande poussée du débit.

§ 6. Débits potentiel et optimal

L'une des questions présentant le plus d'intérêt dans la production du pétrole et du gaz est l'établissement de la valeur justifiée du soutirage du fluide des puits isolés aussi bien que du gîte dans son ensemble. Comme nous l'avons montré au paragraphe précédent, à égalité des conditions le débit maximal du puits peut s'obtenir lorsque la dépression exercée sur la couche est maximale. Il est clair que la dépression maximale est assurée avec $p_{\text{fond}} = 0$. Le débit du puits obtenu sous la dépression maximale s'appelle *débit potentiel*.

Pourtant, les puits sont loin d'admettre tous un tel débit du fluide. Le plus souvent, bien avant l'avènement de la dépression maximale, le tubage peut être comprimé par la pression extérieure. Le terrain constitutif de la couche peut également subir le désagréga-

tion intense avec le renforcement de l'action de la dépression. D'autre part, lorsque la dépression est maximale, la dépense de l'énergie de gisement est irrationnelle, du fait que le pétrole dégage intensément du gaz dissous qui glisse dans le puits sans fournir du travail complémentaire pour la chasse du pétrole.

Ces raisons-là et certaines autres font que le soutirage de fluide à partir de la couche doit être limité pour que la production d'huile soit la plus grande possible, et la marche du processus sans à-coup, pour que les puits ne soient pas mis hors service par un soutirage excédentaire des fluides.

Par conséquent, il existe un *soutirage optimal* pour chaque puits, en fonction des conditions d'exploitation qui peuvent varier. Sa valeur constitue précisément le débit maximal du puits, qui rend compte des prescriptions géologiques, techniques et économiques.

Le *débit* d'un puits qui satisfait aux prescriptions indiquées est dit *optimal*. Le débit optimal constitue une norme technique de la production du pétrole (du gaz) à partir d'un puits.

Chapitre XVI

ÉQUIPEMENT DES PUITS ET LEUR PRÉPARATION À L'EXPLOITATION

§ 1. Construction des fronts de taille

L'état technique des puits, la construction de leur front de taille, l'étanchéité et la qualité de la cimentation des tubages, la sécurité et l'étanchéité de l'appareillage de la tête de puits sont le gage de la complétion efficace des puits, de leur exploitation durable et continue. Aussi, tous les travaux relatifs à l'achèvement des puits, y compris le décapage des couches productives, doivent-ils se faire rigoureusement en conformité avec le projet, et les processus eux-mêmes doivent-ils être perfectionnés en permanence.

Les modes de renforcement de la couche productive (construction du front de taille) influe sensiblement sur l'efficacité de la complétion, la valeur du débit initial, ainsi que sur la production du pétrole dans son ensemble. Ils sont déterminés par l'état et les particularités de la couche et la construction du puits.

Si la couche productive est constituée de roches stables, par exemple, de calcaires, et dans sa coupe il n'y a pas d'intercalations aquifères, il n'est pas de rigueur de la renforcer par des tubages et on peut la laisser découverte. Dans ce cas, la colonne de production est descendue jusqu'au toit de la couche pour la cimenter, puis forer

la couche productive (fig. XVI.1, *a*). On peut également adopter une autre variante : la couche productive est foréo avec les horizons sus-jacents, puis le puits est renforcé par la colonne de production descendue jusqu'au toit de la couche (fig. XVI, 1, *b*). La première variante est préférable, du fait qu'elle assure les conditions nécessaires pour le décapage de qualité de la couche, alors que pour la deuxième, ceci n'est pas toujours possible, puisqu'il faut tenir compte des particularités de la coupe sus-jacente.

Si les roches constitutives de la coupe ne sont pas suffisamment stables, il faut la renforcer par un tubage. Pourtant, en l'absence des

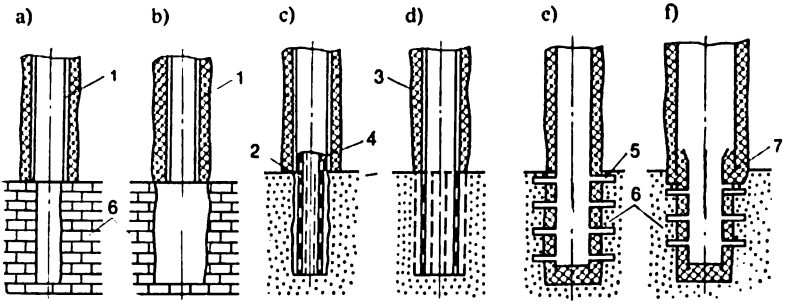


Fig. XVI.1. Constructions de la zone voisine du fond :
1 — tubage ; *2* — crépine ; *3* — pierre de ciment ; *4* — packer ; *5* — trous perforés ; *6* — couche productive ; *7* — colonne perdue

intercalations aquifères à la hauteur de la couche, on peut ne pas cimenter le tubage. La construction du front de taille présente alors également deux variantes.

Première variante : le tubage renforce le trou de sonde jusqu'au toit de la couche, puis la couche est décapée, bouchée par la colonne perdue descendue sur le train de sonde (fig. XVI.1, *c*). Les tubes de la colonne perdue peuvent être perforés (à trous) ou continus. Après le dévissage de la colonne perdue, le train de sonde est remonté du puits.

Deuxième variante : la couche est décapée en même temps que la coupe sus-jacente, puis on descend dans le puits la colonne de production pour la cimenter suivant la méthode de la manchette, dans laquelle le coulis de ciment sort de la colonne par les trous spécialement aménagés plus haut que le toit de la couche. La partie inférieure de la colonne (à la hauteur de la couche) peut être aussi bien perforée que continue (fig. XVI.1, *d*).

Pourtant la construction du front de taille la plus usitée est celle où toute la coupe est consolidée par la colonne de production continue et cimentée à travers le sabot de cette dernière avec la montée du

coulis à la hauteur requise (fig. XVI.1, *e*). Une autre modification de cette construction est la variante prévoyant la consolidation de la couche par une colonne perdue et sa cimentation ultérieure (fig. XVI.1, *f*).

§ 2. Equipement de la tête de puits

Suivant la valeur de la pression de gisement, la pression éventuelle que la tête de puits subirait pendant l'exploitation, ainsi que la construction du puits, sa tête est munie de tête de tubing. Cette dernière est prévue pour relier les colonnes de tubage, assurer l'étanchéité des espaces annulaires tubing-tubage, produire une force de traction déterminée dans les tubes de la colonne de production, ainsi que pour le montage de la tête d'éruption.

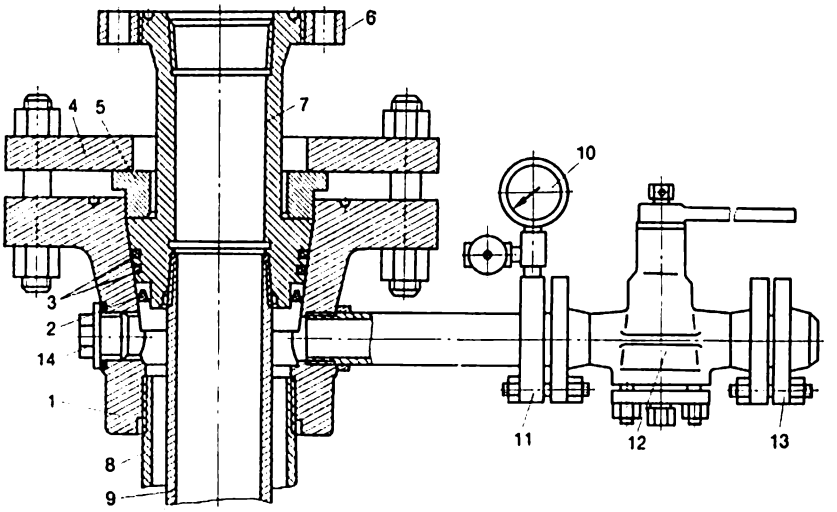


Fig. XVI.2. Tête de tubing prévue pour une pression de 12,5 MPa

La tête de tubing (fig. XVI.2) peut relier deux tubages de diamètres différents. Elle se compose de corps *1*, de manchon spécial *7*, des demi-bagues *5*, des joints d'étanchéité *2* et *3*, des brides *4* et *6*. Le corps *1* comporte un filetage pour recevoir le raccord de réduction *8*. Ce dernier est également fileté pour accoupler le manchon de la colonne de surface (du tubage) ; le manchon spécial *7* dans sa partie inférieure comporte un filetage femelle prévu pour recevoir le joint du tube de la colonne de production. Ce filetage reçoit par vissage la tubulure de raccord *9* faite à partir d'un tube de tubage de mêmes diamètre, épaisseur de la paroi et grade de l'acier que la partie supérieure de la colonne de production. La tubulure de raccord

est vissée sur le manchon de la colonne de production. La longueur de la tubulure doit être telle qu'elle puisse assurer la tension de la colonne de production égale au poids de sa partie non cimentée.

Les demi-bagues *5* sont prévues pour créer un jeu défini entre la bride du corps et la bride *4*. Ce jeu est nécessaire pour que le serrage des goujons de ce bridage assure l'étanchéité entre la surface conique du corps et du manchon spécial. La bride *6* porte la tête d'éruption avec le dispositif de suspension du tubing.

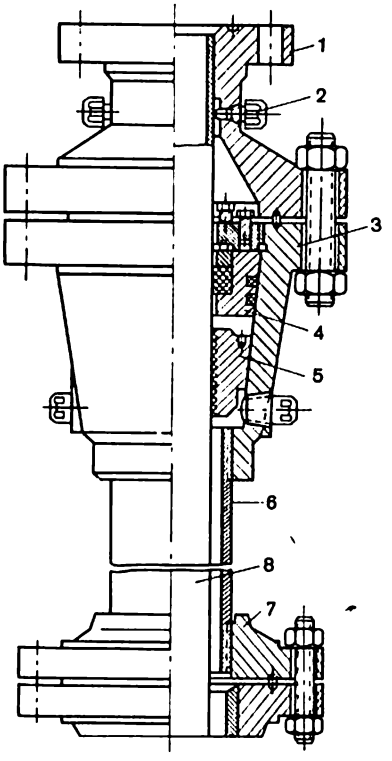


Fig. XVI.3. Tête de tubing à coins

Après le montage de la tête de tubing, elle est mise à l'essai à l'eau sous la pression de 10 MPa dans le cas du montage de la tête sur un tubage de 146 mm de diamètre, et de 8 MPa lorsque ce diamètre est de 168 mm. Pour rendre possible l'essai sous pression la tête de tubing possède deux trous, dont l'un est fermé par le bouchon *14* et l'autre porte vissé la tubulure à bride *11* et le manomètre *10*, la vanne *12*, la bride *13* pour l'accoupler à l'unité d'essai sous pression.

Pour la tête d'un puits qui a découvert des couches à haute pression, ce qui détermine pendant l'exploitation des pressions élevées sur la tête de puits, on utilise des têtes de tubing à suspension de la colonne assurée par des coins (fig. XVI.3).

La tête de tubing à coins se compose de corps *3*, de coins *5*, de la suspension de la colonne de production *8*, de packer *4* rendant étanche l'espace annulaire tubing-tubage, de la bride *7* pour recevoir la tête de tubing sur la bride de la colonne intermédiaire. La bride *7* et le corps *3* sont liés par la tubulure *6*, dont la longueur détermine la hauteur du montage du corps de la tête au-dessus du niveau du sol. Les trous fermés par les bouchons *2* peuvent recevoir par vissage les manomètres de contrôle de la pression dans l'espace annulaire. L'extrémité supérieure de la colonne de production *8*, après sa mise en place sur les coins est coupée, et, généralement, soudée à la bride *1* de la tête de tubing. Les têtes de tubing à coins sont sorties pour la pression d'essai de 25, 40 et 60 MPa.

La présence des coins dans la tête de tubing permet d'obtenir aisément des valeurs quelconques de la tension de la colonne de production. Dans l'exploitation des puits profonds à débit élevé, et surtout des puits de gaz à température de gisement élevée, les tubes de la colonne de production s'échauffent. Dans le cas d'échauffement, les tubes du tubage tendent de s'allonger, mais les liaisons rigides des colonnes à la tête de puits empêchent cet allongement par suite de la présence de la tête de tubing, la colonne fait comme si elle butait par son extrémité contre la tête. Les contraintes de traction diminuent alors tellement qu'elles peuvent se transformer en contraintes de compression. Ceci est inadmissible du fait que, sous l'effet de la compression, le tubage subit le flambement et le franchissement des tubes et des appareils qui doivent être descendus dans le puits s'altère. D'autre part, la transformation des contraintes de traction en contraintes de compression compromet l'étanchéité des filetages du tubage.

Pour pallier à ce phénomène, on calcule la colonne de production en prévoyant un serrage défini. La valeur de ce serrage ne doit pas provoquer des contraintes de traction dans le corps des tubes supérieures à la limite d'élasticité du métal constitutif du tubage.

Après la mise en place et l'essai sous pression, la colonne de production est vérifiée à l'étanchéité et perforée au niveau de la couche productive.

§ 3. Filtres (crépines) de puits

Dans un puits on appelle filtre ou crépine la partie de la colonne de production qui se trouve à la hauteur de l'horizon productif et qui est percée de lumières assurant la liaison du puits avec la couche. Actuellement, cette notion est devenue plus large du fait qu'on emploie souvent des filtres qui consolident la zone voisine du fond en y pompant de divers matériaux qui en se solidifiant rendent la roche plus ferme et forment des parois perméables.

Les filtres doivent satisfaire aux conditions suivantes:

1. Leur capacité de passage ne doit pas limiter le débit du puits.
2. Leur résistance doit être suffisante pour assurer leur stabilité sous l'action de la pression des couches sus-jacentes.
3. Les filtres doivent limiter au minimum l'amenée du sable et d'autres particules solides dans le puits à partir de la couche.

D'après le mode d'exécution des filtres, ils peuvent être produits par perforation du tubage, amenagées à la surface ou dans la zone voisine du fond. Les filtres confectionnés en surface peuvent être à tube ou prévus pour l'intérieur de la colonne. Les filtres à tube font partie du tubage et ceux prévus pour l'intérieur de la colonne sont descendus dans la partie non tubée ou tubée du puits, d'où ils peuvent être retirés et remplacés.

Les plus simples sont les filtres à trous ronds ou à lumières longitudinales. Ils se font à partir des tubes de tubage de diamètre correspondant et sont destinés surtout à relier la couche au puits.

Pour confectionner des *filtres à trous ronds* (fig. XVI.4, *a*), on perce dans le corps des tubes des trous de 1,5 à 20 mm de diamètre répartis en quinconce. La distance entre les trous et leurs rangées

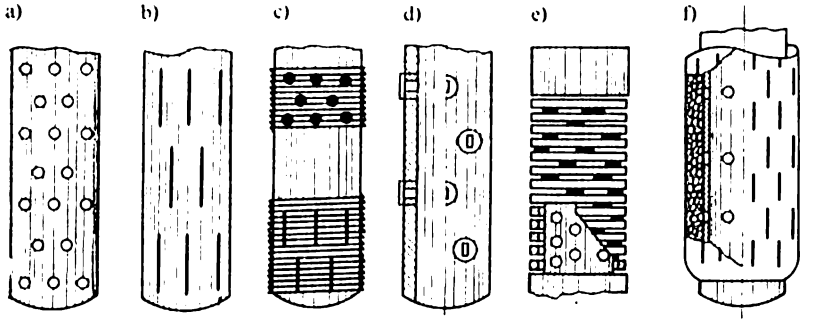


Fig. XVI.4. Filtres (crépines)

doivent assurer une résistance suffisante du tube perforé. Les dimensions et le nombre de trous par 1 m de tube sont déterminés d'après l'expérience de chantier.

Les *filtres à lumières longitudinales* (XVI.4, *b*) se font également à partir des tubes de tubage. Les lumières sont arrangées en quinconce. Leur largeur varie de 0,4 à 5 mm suivant la stabilité de la roche constitutive de la couche. Plus cette stabilité est faible, plus elles doivent être étroites. L'aire totale des lumières par 1 m de tube est définie par expérience de l'utilisation des filtres sur le champ concret.

La construction des filtres à fil, à bouchon, à bagues et à gravier est plus compliquée.

Les *filtres à fil* (fig. XVI.4, *c*) se font également à partir des tubes de tubage, dans lesquels sont taillés des trous de 8 à 20 mm de diamètre, ou des lumières larges de 5 mm et longs de 60 mm, tout comme dans les filtres précédents. Puis, le long de la génératrice du tube on fixe par soudage des goujons. Au-dessus des goujons on enroule des fils d'acier, de nickel ou de bronze à pas défini entre les spires. La section du fil peut être quelconque (circulaire, rectangulaire, trapézoïdale). La distance entre les spires est retenue en fonction des dimensions des particules solides évacuées du puits et de la viscosité du pétrole.

Les *filtres* à *bouchons* (fig. XVI.4, *d*) se font à partir des tubes de tubage, dans lesquels on perce des trous répartis en quinconce de 8 à 20 mm de diamètre. Dans ces trous viennent se loger des bouchons

percés de lumières de 0,15 à 2,5 mm de large. Les bouchons se font en acier, bronze ou matières plastiques.

Les *filtres à bagues* (fig. XVI.4, *e*) se font comme les filtres à trous circulaires. Ensuite, au-dessus du joint du tube est soudée une butée annulaire sur laquelle se pose une bague d'acier. La distance entre les bagues est réglée par des plaquettes métalliques calibrées. Ensuite les bagues sont serrées sur le tube par un manchon.

Les *filtres à gravier* (fig. XVI.4, *f*) sont constitués de deux filtres à lumières concentriques engagés l'un dans l'autre. L'espace annulaire entre eux est rempli de gravier. Le filtre intérieur se fait à partir du tube de tubage, et l'extérieur, en tôle de fer ou même avec un treillis à fil métallique. L'épaisseur de la couche de gravier est de 20 à 25 mm. Le diamètre de ce filtre étant grand, cette construction est descendue dans un puits dont le diamètre doit être accru.

En plus des constructions qui viennent d'être décrites, on emploie dans les chantiers des filtres prévus pour l'intérieur de la colonne confectionnés à partir de treillis métalliques, ainsi que d'éléments de matières plastiques et céramiques à perméabilité différente.

Dans certains cas, les filtres à gravier sont constitués en refoulant dans le trou du liquide contenant du gravier. Un tel filtre délimite et, dans certains cas, interdit l'accès du sable de la couche dans le puits. Le liquide est injecté par les trous pratiqués dans le tubage (à travers le filtre). Le choix de la dimension des grains du gravier dépend de la dimension des grains de sable évacué du puits. Pratiquement, on adopte que le diamètre des grains du gravier doit être de 4 à 8 fois plus grand que le diamètre moyen des grains de sable.

Dans les puits à pression de gisement élevée et déport intense du sable, les filtres à gravier sont accumulés directement dans le tubage. Lorsque ce filtre est bouché, on le remplace par un nouveau en délavant le filtre usagé et en injectant une nouvelle portion de gravier. Dans certains cas, au lieu de gravier, on utilise du sable à gros grains bien trié. En une opération d'établissement d'un tel filtre on dépense jusqu'à 20 t de sable. Le sable refoulé est consolidé par des solidifiants différents qui forment une pierre perméable. Dans ce cas, la consolidation de la zone voisine du fond est surtout assurée par des polymères que sont les résines. Sous l'action de la température de gisement, ces résines passent de l'état liquide à l'état solide et consolident le sable. Les matériaux employés pour la constitution de telles résines sont le phénol et le formol, alors que la catalyse de la réaction de solidification est assurée par des alcalis ou acides.

Pour consolider le sable, on emploie certaines matières plastiques, par exemple, les phénols-alcools.

La méthode très efficace de consolidation des roches par des résines et des matières plastiques ne cesse de s'étendre.

§ 4. Décapage de la couche par perforation

De nos jours, les plus usités sont les filtres obtenus par perforation des tubages descendus dans le puits.

La liaison hydrodynamique du puits avec la couche s'obtient par perforation des trous dans la colonne à l'aide des perforateurs à balles ou par charges creuses, ainsi que par taillage des trous à l'aide de la perforation hydraulique par jet de sable (hydraulique abrasive).

Les trous pratiqués aux perforateurs à balles ou par charges creuses est une méthode très usitée, étant très efficace et très productive par rapport aux autres modes d'obtention des filtres. La perforation par charges creuses est plus efficace et sa productivité est plus élevée que celle de la perforation à balles. Ainsi, en une descente, le perforateur à balles permet de percer huit trous dans un tronçon de 2 m, alors que la perforation par charges creuses produit jusqu'à 180 trous dans un tronçon de 30 m. Actuellement, les perforateurs à balles s'emploient pour l'exécution des trous sur de petits tronçons de tubage dans des sables faiblement cimentés et autres terrains de dureté moyenne. La température du terrain dans l'horizon prévu pour la perforation ne doit pas dépasser 100 °C, et la pression dans le puits, 50 à 80 MPa.

Dans tous les autres cas, on utilise la perforation par charges creuses.

La perforation par jet de sable s'emploie rarement, sa réalisation étant très difficile. Toutefois, elle est très efficace. On l'utilise surtout pour les puits de reconnaissance profonds où la perforation par charges creuses n'a pas donné de résultats attendus.

Tous les perforateurs sont descendus sur un câble spécial à l'aide du treuil de carottage. L'impulsion de courant transmis de la surface par le câble assure la mise à feu de la charge et le coup tiré.

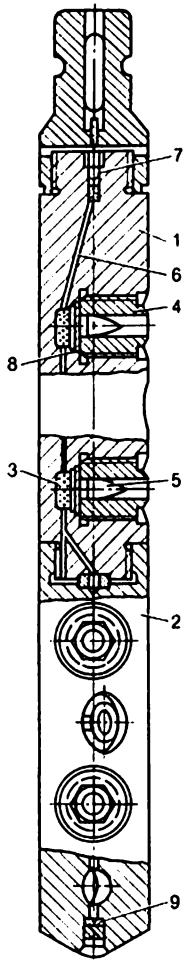
Lors de la mise à feu de la charge d'un perforateur à balles (fig. XVI.5), les gaz ainsi formés chassent la balle qui perce le tubage, la pierre de ciment et s'engage dans la roche.

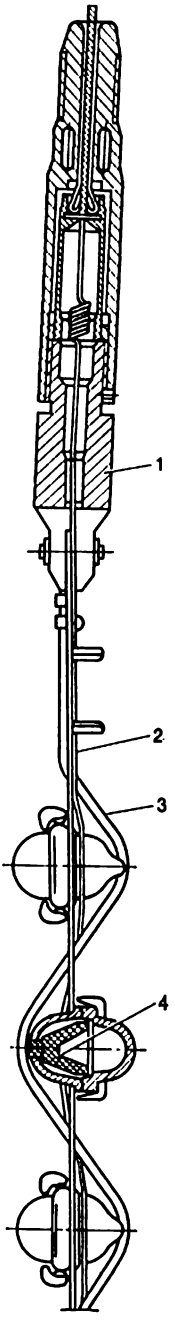
La charge d'un perforateur par charges creuses (fig. XVI.6) comporte un évidement conique revêtu de métal. Lors de la mise à feu de la charge la présence de l'évidement conique canalise l'onde de choc dans le jet des gaz incandescents. Ce jet se déplace à une vitesse énorme frappant l'obstacle, en développant une pression allant jusqu'à 30 000 MPa, et y brûle un trou.

Les perforateurs par charges creuses comptent un assez grand nombre de constructions: à corps, pour une utilisation multiple et unique, à corps en acier indestructible; à corps en verre destructible; perforateurs à corps destructibles en matériaux fragiles (céramique, matières plastiques), descendus dans le tubing; perforateurs à corps qui s'ouvrent, dont les charges pendant la descente sont orientés en bas, et, lors de la remontée dans le tubing, s'orientent perpendiculairement aux parois du puits.

Fig. XVI.5. Perforateur à balles:

1, *2* — sections; *3* — chambre à poudre; *4* — tube; *5* — balle; *6* — canal de mise à feu; *7* — allumeur électrique; *8*, *9* — joints d'étanchéité





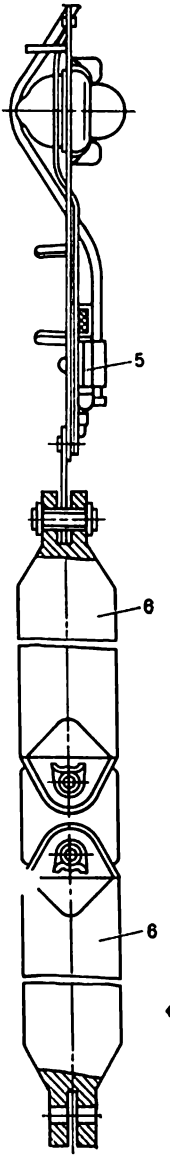


Fig. XVI.6. Perforateur à charges creuses:

1 — tête; *2* — bande d'acier; *3* — cordeau détonant; *4* — charge creuse; *5* — cartouche explosive; *6* — charge de fonte

§ 5. Complétion des puits

Lors du décapage d'une couche par forage ou perforation, pour prévenir les infiltrations du pétrole et du gaz, la pression de la colonne du fluide dans le puits doit être supérieure à celle de gisement. Après la perforation ou l'ouverture du filtre dans le cas de la cimentation à manchettes ou autres opérations, il faut obtenir à partir de la couche la venue du liquide ou du gaz. Cette venue peut avoir lieu sous la condition :

$$p_g > p_{puits} + p_{rés}, \qquad \text{(XVI.1)}$$

où p_g est la pression de gisement, MPa ; p_{puits}, la pression de la colonne de fluide dans le puits, MPa ; $p_{rés}$, la pression nécessaire pour surmonter la résistance lors de l'écoulement du fluide dans la zone voisine du fond et suivant les tubes de pompage, MPa.

En transformant l'inégalité (XVI.1) et en retenant que $p_{puits} = H\rho g$, on obtient

$$p_g - p_{rés} > H\rho g. \qquad \text{(XVI.2)}$$

Les variables du deuxième membre de cette inégalité sont la hauteur H du fluide qui remplit le puits et sa densité ρ.

Par conséquent, pour obtenir la venue du fluide à partir de la couche, il faut soit diminuer la hauteur de la colonne du fluide, soit réduire sa densité. Ce sont les opérations qui sont à la base de toutes les méthodes connues de la mise en valeur des puits.

L'une des premières méthodes de complétion consiste à faire baisser dans le puits le niveau du fluide par *pompage* à l'aide d'un *puisoir*. La complétion par pompage est applicable aux puits non susceptibles de venues éruptives de pétrole.

Le pompage est poursuivi dans le tubage tant que la boue dans le trou ne soit complètement remplacée par le pétrole.

Dans les puits où la venue éruptive de pétrole ou de gaz est possible, le niveau de la boue peut être baissé par *pistonnage*. Lorsqu'on recourt à cette méthode, après la perforation, le tubage est descendu jusqu'au filtre du tubing. Les faces du tubing, avant sa descente dans le puits, sont rodées pour éliminer les bavures et les bords vifs qui peuvent endommager le piston. Après la descente du tubing, on monte à la tête de puits la tête d'éruption et les conduites d'écoulement. Ensuite, on détache de la tête d'éruption l'amortisseur et descend dans le tubing le piston attaché au câble de curage.

Le piston (fig. XVI.7) se compose de plongeur évidé *5* dont l'extrémité inférieure porte des garnitures *6* (en caoutchouc résistant au pétrole ou courroie caoutchoutée), et l'extrémité supérieure, un clapet à bille *4*. Le plongeur est solidarisé par filetage à la massetige *3* qui à son tour est fixée à la douille de câble *2* pour l'attacher au câble de curage *1*. A la descente du piston, le clapet s'ouvre pour

se fermer à la remontée. Le piston est d'abord descendu à une profondeur définie sous le niveau du liquide, puis on le remonte. Le piston chasse alors du tubing le liquide qui se trouve au-dessus de lui. Ainsi, le niveau du liquide dans le puits baisse progressivement. Lorsque la venue du pétrole et du gaz a une allure éruptive, ils sont

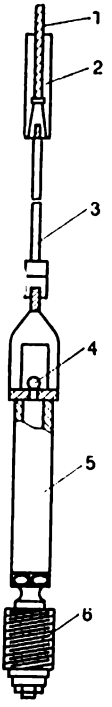


Fig. XVI.7. Piston

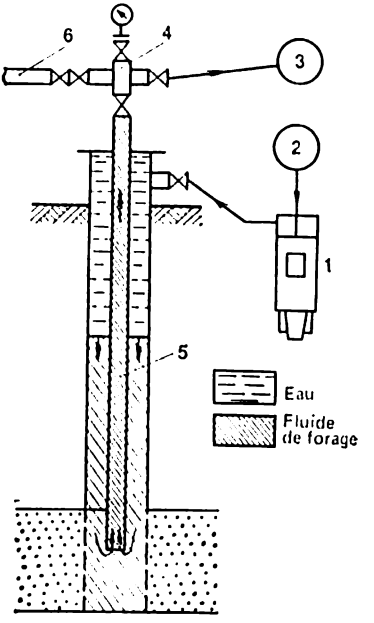


Fig. XVI.8. Schéma de remplacement de la boue par l'eau

canalisés par la conduite d'écoulement vers le réseau de collecte du chantier.

Ce mode de complétion est largement appliqué dans de nombreux pays où la plupart des installations de forage comportent des treuils de pistonnage spéciaux.

Malgré la basse productivité du pistonnage, l'utilisation presque universelle de ce mode s'explique par le fait qu'il rend inutile un équipement (compresseurs) et des dispositifs (aérateurs, manifolds) spéciaux, ainsi que de la main-d'œuvre et des spécialistes supplémentaires.

La pratique de la complétion des puits recourt largement au *remplacement de la boue* (du fluide de chasse après les réparations de

fond) par un *liquide de densité plus faible*. La pression exercée sur la couche diminue alors et si la pression des fluides de gisement dans le puits est supérieure à celle de la colonne du liquide, la venue à partir de la couche se trouve déclenchée, c'est-à-dire que le puits devient éruptif.

Le remplacement d'un fluide plus dense par un fluide moins dense est réalisé par injection inverse (fig. XVI.8). La pompe *1* refoule à partir du bac *2* dans l'espace annulaire un liquide de densité plus faible qui chasse du puits le fluide de densité plus forte à travers le tubing *5* et la tête d'éruption *4* dans le bac *3*.

Il arrive dans la pratique de la complétion que la couche commence à travailler avant le remplacement d'un fluide plus dense par un fluide moins dense. Le pétrole et le gaz en provenance de la couche sont alors canalisés vers la conduite d'écoulement *6* liée à la tête d'éruption.

Si pendant un tel remplacement on observe l'absorption du liquide par la couche, il faut éliminer toutes les résistances artificielles (duses, ouvrir complètement les vannes) et diminuer la productivité des unités de pompage.

Comme fluides de densité plus faible on utilise l'eau, l'eau traitée aux substances tensio-actives et le pétrole.

Le remplacement du liquide dans le tubage par un liquide moins dense permet de baisser la pression, exercée sur la couche, de la valeur égale au produit de la différence de pression du liquide par la hauteur de la colonne du liquide, qui correspond à la longueur du tubing descendu dans le puits.

Par exemple, en remplaçant la boue de 1,6 g/cm^3 de densité par l'eau (1,0 g/cm^3), la colonne de tubing étant descendue à 2500 m, on baisse la pression subie par la couche de 15 MPa, et, en remplaçant la boue par le pétrole (0,85 g/cm^3), de 18,75 MPa.

Pourtant, dans plusieurs cas, la pression créée par le remplacement des liquides est insuffisante pour assurer la venue à partir de la couche. Alors, pour réaliser une dépression plus grande, on recourt à d'autres méthodes, par exemple, à la réduction de la pression à l'aide d'un compresseur (par air comprimé).

L'*obtention de fortes dépressions par air comprimé*, pour déclencher la venue à partir de la couche, est l'une des méthodes de complétion des puits profonds les plus usitées. Pour l'appliquer, la tête de puits doit être appareillée de la façon correspondante, alors que la dépression peut être déclenchée suivant une allure progressive ou brusque en fonction du programme prévu.

La préssion subie par la couche peut être diminuée en fonction de la profondeur du puits, de la résistance du tubage et de la caractéristique du compresseur, en chassant à l'air comprimé une partie du liquide à partir du trou, en changeant la direction du refoulement dans les tubes pour celle du refoulement dans l'espace annulaire, en

utilisant les soupapes de démarrage, en refoulant dans le puits des « paquets d'air » et en émulsionnant le liquide à l'air.

Refoulement du liquide à l'air comprimé. Dans les chantiers, on utilise le plus souvent les groupes compresseurs.

Les compresseurs s'emploient pour baisser le niveau du liquide dans le puits seulement après le remplacement de la boue par l'eau. Le fluide est chassé en engageant le compresseur et en refoulant l'air comprimé dans l'espace annulaire parois-tubage et dans l'espace des tubes. La profondeur de chasse de l'eau dans le tubing ou l'annulaire est proportionnelle à la pression maximale développée par le compresseur ; par exemple, sous une pression de 10 MPa, elle est de 1000 m.

Pour appliquer à la couche une dépression, il faut baisser la pression de l'air comprimé refoulé dans la tête de puits jusqu'à la pression atmosphérique. Alors les niveaux dans l'espace annulaire et l'espace des tubes s'alignent.

La baisse du niveau en m se calcule d'après les formules, l'air étant refoulé :

dans l'espace annulaire parois-tubage :

$$h_1 = H_{max} = (V_{e.a}/V_c); \qquad \text{(XVI.3)}$$

dans l'espace du tubing :

$$H_2 = H_{max}\,(V_t/V_c), \qquad \text{(XVI.4)}$$

où H_{max} est la profondeur maximale de refoulement de l'eau à partir de la tête de puits pour la pression maximale du compresseur, m ; $V_{e.a}$ et V_t, le volume de 1 m respectivement d'espace annulaire et de tubes, dm³ ; V_c, le volume de la colonne du tubage, dm³.

Exemple. Dans un tubage de 146 mm de diamètres (V_c = 12,5 dm³) et le tubing de 73 mm de diamètre (V_t = 3,1 dm³ et $V_{e.a}$ = 9,4 dm³), le niveau peut être baissé par refoulement de l'air dans l'espace annulaire parois-tubage au compresseur à pression maximale de 8 MPa :

$$h_1 = 800\,(9{,}4/12{,}5) \approx 600 \text{ m},$$

et par refoulement de l'air dans le tubing,

$$h_2 = 800\,(3{,}1/12{,}5) \approx 200 \text{ m}.$$

Ainsi, le refoulement de l'air dans l'annulaire permet d'obtenir une dépression de 6 MPa, et dans le tubing, de 2 MPa.

Cet exemple montre que, pour le refoulement direct de l'eau dans l'espace annulaire, il vaut mieux pomper l'air comprimé. Si avec la baisse du niveau de l'eau dans le puits à 600 m de profondeur le compresseur est branché pour refouler l'air comprimé de l'annulaire tubage-parois à l'intérieur du tubing, ceci produira une baisse de niveau complémentaire. Cette méthode s'appelle *méthode de*

changement de courant (tableau 38). Les données du tableau 38 ne sont justifiées qu'en l'absence des venues à partir de la couche.

Tableau 38

Profondeur de la baisse du niveau de l'eau par la méthode de changement de courant par compresseurs

Baisse du niveau, m						Diamètre du tubage, mm	Diamètre du tubing, mm
Refoulement de l'air comprimé dans l'annulaire		Changement de courant d'air dans le tubing		Total pour les deux procédés			
Pression du compresseur, MPa							
8	10	8	10	8	10		
600	750	600	750	1200	1500	146	73
670	840	670	840	1340	1680	146	60
670	830	670	830	1340	1660	168	73
700	890	700	890	1400	1780	168	60

La méthode de baisse du niveau par changement de courant est largement appliquée dans le cas de la production du pétrole à l'aide des compresseurs, lors de la mise en marche des gas-lift, après les réparations de fond ou l'arrêt pour d'autres raisons.

Le *refoulement des paquets d'air* est l'une des méthodes de baisse du niveau du liquide (de l'eau) dans les puits en complétion. Voici la marche de cette opération. Un compresseur chasse dans l'espace annulaire l'air comprimé jusqu'à l'obtention de la pression maximale, puis, en injectant dans l'annulaire du liquide, on chasse le paquet d'air jusqu'au sabot du tubing. L'air, en remontant dans le tubing, diminue la densité du liquide qui s'y trouve et provoque la chute de pression de refoulement. Dès que la pression de refoulement devient inférieure à la pression maximale du compresseur, on refoule de nouveau du gaz qui forme un deuxième paquet. En alternant ces opérations, le puits peut être balayé à l'air pour produire ainsi une forte dépression sur la couche.

Dans le cas des fuites d'air à travers le tubing, l'utilisation du refoulement des paquets d'air produit une dépression brusque sur la couche et une baisse rapide de la pression subie par le tubage. Ceci ne présente pas toujours un avantage pouvant entraîner la fermeture des fissures et la désagrégation de la roche de la couche, ainsi que la rupture du tubage, ce qui rend ce procédé peu utilisable.

La *baisse du niveau du liquide dans le puits à l'aide d'un compresseur à travers les trous de démarrage* consiste en ce que le liquide dans le tubing est émulsionné à l'air à travers des trous spéciaux pratiqués dans les manchons du tubing. Le premier trou est percé à une profondeur de la tête de puits, où il est accessible à l'air comprimé pompé

par le compresseur (cf. refoulement du liquide à l'air comprimé). Ordinairement, le premier trou de démarrage est établi quelque peu plus haut (de 20 à 30 m) pour une plus grande sécurité du processus. A travers le trou de démarrage (1 à 2 mm de diamètre) l'air comprimé arrive dans le tubing, où il émulsionne le liquide et le chasse jusqu'au jour. La pression, qui baisse alors, conditionne le refoulement ultérieur de l'eau à partir de l'espace annulaire. Ensuite, l'air comprimé atteint le deuxième trou de démarrage, etc. Le processus de refoulement se poursuit jusqu'à la valeur donnée de la dépression sur la couche.

Exemple. Calculer la profondeur de l'établissement des trous de démarrage.

Le puits de 2000 m de profondeur est rempli d'eau ; le diamètre de la colonne de tubage est de 146 mm, du tubing, de 73 mm. Pour la complétion, on utilise le compresseur УПК-8-80.

Le premier trou de démarrage doit être percé à la profondeur

$$H_1 = p_{max}/\rho - 20 = 780 \text{ m}.$$

Le deuxième trou se fait à la distance h_1 du premier

$$h_1 = \frac{p_{max} v_t}{\rho v_{e.a}} = \frac{8 \cdot 10^5 \cdot 3{,}1}{1000 \cdot 9{,}4} = 260 \text{ m},$$

où $p_{max} = 8 \cdot 10^6$ Pa (8 MPa) ; $\rho = 1800$ kg/m³ ; $V_t = 3{,}1$ l ; $V_{e.a} = 9{,}4$ l.

Ainsi, le deuxième trou de démarrage doit se trouver à la profondeur

$$H_2 = H_1 + h_1 = 780 + 260 = 1040 \text{ m}.$$

Pour l'exécution des trous de démarrage successifs, on admet que la distance entre eux doit être de 260 m, du fait que le poids de la colonne d'air comprimé compense l'augmentation de la résistance de la colonne du liquide dans le tubing. Alors, $H_3 = 1040 + 260 = 1300$ m ; $H_4 = 1300 + 260 = 1560$ m ; $H_5 = 1560 + 260 = 1820$ m.

Au-dessous du cinquième trou et jusqu'au sabot du tubing il reste 180 m, ce qui assure l'arrivée de l'air comprimé dans le tubing à travers le sabot de ce dernier sans le sixième trou de démarrage.

Au lieu de trous de démarrage on peut employer, pour la complétion des puits, des clapets qui se ferment dans des conditions déterminées. L'utilisation des clapets rend plus économique le débit de l'air comprimé et, pour la même productivité du compresseur, baisse le niveau dans le puits plus qu'il en est avec les trous de démarrage.

Pour la complétion des puits profonds on applique largement la *méthode d'émulsionnement à l'air du liquide*. Ce processus (fig. XVI.9) implique le travail commun du compresseur *1* et de l'unité de pompage *2*. Cette dernière refoule à partir du bac *3* l'eau dans l'aérateur *5*. Le compresseur chasse l'air comprimé dans l'aérateur à travers le clapet de retenue *4*. L'aérateur mélange l'eau et l'air, celui-ci se dissolvant en partie dans l'eau. Le mélange eau-air gagne l'espace annulaire pour se déplacer ensuite vers le sabot du tubing *6*.

Pour réaliser l'émulsionnement, la pression sur l'unité de pompage ne doit pas dépasser la pression maximale développée par le compresseur. Lorsque le mélange gaz-liquide monte dans le tubing, la pression de la colonne du liquide baisse, les bulles d'air, en se dilatant, chassent le liquide des tubes, la pression de refoulement tombe. Pour une productivité constante de l'unité de pompage et la pression de refoulement allant en diminuant, le liquide commence à recevoir plus d'air comprimé, ce qui diminue encore plus la pression de refoulement et l'eau arrive dans le tubing, encore plus saturée en air. La pression de refoulement peut être diminuée jusqu'à la valeur, à laquelle le balayage du puits peut se faire seulement à l'air comprimé.

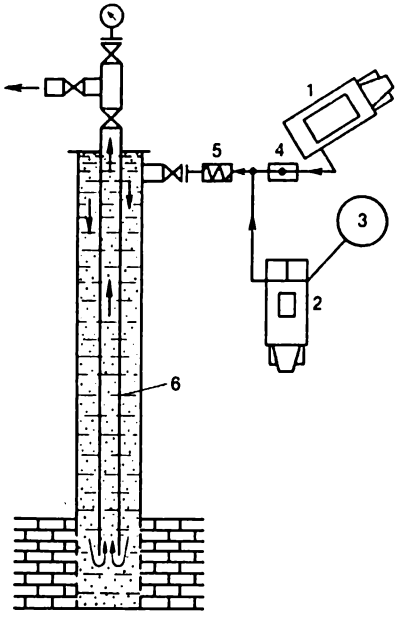


Fig. XVI.9. Emulsionnage du fluide à l'air

Le procédé de l'émulsionnement à l'air permet en un temps relativement court de réduire progressivement la pression exercée sur la couche, ce qui présente de grands avantages devant les autres modes.

Ces derniers temps, on recourt de plus en plus souvent à la baisse de la pression exercée sur la couche par le curage aux mousses. La mousse est un système dispersif de gaz dans un liquide, où la phase dispersée est le gaz et le milieu dispersif, le liquide. A titre d'agent moussant on emploie diverses substances tensio-actives. La stabilité des mousses dans le temps est assurée par l'addition de stabilisants.

L'obtention de la mousse et le curage à la mousse du puits marche d'une façon analogue à l'émulsionnement à l'air (cf. fig. XVI.8). L'unité de pompage injecte l'eau avec l'agent moussant et le stabilisateur dissous dans cette eau, alors que le compresseur refoule de l'air. La mousse produite par l'aérateur est ensuite chassée dans l'espace annulaire.

Suivant le taux de l'air, la densité volumique de la mousse peut aller jusqu'à 0,6 g/cm^3, ce qui rend possible la chasse de la mousse par le compresseur à une grande profondeur. Ainsi, le puits 87 du champ de Retchitsk, d'une profondeur de 2200 m a été asséché à la mousse pratiquement en 3 h, et au puits 8 du champ de Pervomaïsk

de plus de 4500 m de profondeur, où le tubing a été descendu à 4300 m, l'opération a été arrêtée 2 h 50 mn après l'obtention de la profondeur de la baisse du niveau du liquide dans le trou, prévue par le projet.

Chapitre XVII

EXPLOITATION DES PUITS ÉRUPTIFS

§ 1. Théorie de l'éruption

L'exploitation d'un puits consiste à remonter le liquide ou le gaz depuis la taille jusqu'à la surface du jour. Le fluide peut être remonté au jour soit par l'énergie de gisement, soit par action commune de l'énergie de gisement et de l'énergie canalisée dans le puits depuis la surface.

L'énergie est absorbée pour remonter le fluide à partir du fond jusqu'à la tête de puits, pour vaincre les résistances du manifold, des séparateurs, des prises de mesure et des canalisations de la collecte du chantier. Ainsi, le bilan énergétique de la production du pétrole peut s'écrire

$$W_g + W_j = W_1 + W_2 + W_3, \qquad \text{(XVII.1)}$$

où W_g est l'énergie de gisement ; W_j, l'énergie amenée de la surface du jour dans le puits ; W_1, l'énergie absorbée par la remontée du fluide du fond vers la tête de puits ; W_2, l'énergie absorbée par les résistances du manifold de la tête de puits ; W_3, l'énergie absorbée par le déplacement du pétrole dans les conduites de la collecte du chantier.

Si la remontée du fluide du fond vers la surface n'est assurée que par l'énergie de gisement ($W_j = 0$), ce mode d'exploitation est dit *éruptif*. Mais si l'énergie de gisement ne suffit pas pour remonter le fluide jusqu'à la surface et on canalise dans le puits de l'énergie ($W_j \neq 0$), une telle exploitation est dite *mécanisée*.

Jaillissement des puits sous la pression hydrostatique

L'action de la pression hydrostatique provoque le jaillissement d'un puits sous la condition

$$p_f > P_p = H\rho g, \qquad \text{(XVII.2)}$$

où p_f est la pression au fond du puits exercée par le fluide en provenance de la couche, Pa ; p_p, la pression exercée par la colonne du fluide dans le puits, Pa ; H, la cote de la couche, m ; ρ, la densité du fluide kg/m³ ; g, l'accélération de la chute libre, m/s².

Il convient de retenir que p_f doit être supérieure à la pression de saturation; s'il n'en est pas ainsi, le pétrole dégage le gaz dissous et le puits jaillit aussi bien sous l'action de la poussée hydrostatique que du gaz en expansion.

Lorsque le déplacement du fluide est stable, l'énergie absorbée par son mouvement est équilibrée par les résistances:

$$p_f = H\rho g + p_t + p_{c.t}, \qquad \text{(XVII.3)}$$

où p_t est la pression à la tête de puits; $p_{c.t}$, la pression absorbée pour surmonter les résistances au mouvement du fluide dans le puits suivant la colonne de tubing.

Les pertes de pression $p_{c.t}$ sont déterminées par la formule de Darcy-Weisbach

$$p_{c.t} = \lambda \frac{Hc^2}{2d} \rho \qquad \text{(XVII.4)}$$

où λ est le coefficient des résistances hydrauliques; c, la vitesse linéaire du fluide dans le puits, m/s; d, le diamètre des tubes par lesquels remonte le pétrole, m; ρ, la densité du fluide, kg/m^3.

La vitesse linéaire du fluide s'ecrit:

$$c = Q/F, \qquad \text{(XVII.5)}$$

où Q est le débit du fluide, m^2/s; F, l'aire de la section de passage du tube par lequel se déplace le fluide, m^2.

Le coefficient de la résistance hydraulique λ est déterminé d'après les relations:

pour un écoulement laminaire:

$$\lambda = 64/\mathrm{Re} \quad \text{pour} \quad \mathrm{Re} = \frac{cd}{\nu} < 2320; \qquad \text{(XVII.6)}$$

pour un écoulement turbulent:

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}} \quad \text{pour} \quad \mathrm{Re} > 2800, \qquad \text{(XVII.7)}$$

où ν est la viscosité cinématique du fluide, m^2/s; Re, le nombre de Reynolds.

Le débit d'un puits éruptif sous l'action de la pression hydrostatique atteint la valeur maximale lorsque $p_t = 0$. Alors, la pression au fond doit s'écrire

$$p_f = p_p + p_{c.t} = H\rho g + \lambda \frac{Hc^2}{2d} \rho. \qquad \text{(XVII.8)}$$

Si p_f est inférieure à la pression déterminée par (XVII.8), l'action de la pression hydrostatique ne fait pas jaillir le puits. Il convient d'insister que sous sa forme « pure » le jaillissement par pression hydrostatique est très rare, du fait que dans la plupart des cas, à me-

sure que le fluide monte vers la tête de puits, la pression dans le tubing devient plus basse que la pression de saturation, et le pétrole dégage le gaz dissous qui contribue à la montée ultérieure du fluide.

Jaillissement du puits sous l'action du gaz en expansion

L'expérience de l'exploitation des puits éruptifs montre que, dans la grande majorité des cas, leur jaillissement est dû simultanément à la pression hydrostatique et à l'énergie du gaz en expansion. Dans les puits éruptifs de ce type, la zone voisine du fond n'est remplie que de fluide (pétrole et gaz dissous), c'est-à-dire d'une seule phase. A mesure que le pétrole monte vers la tête, la pression diminue et lorsqu'elle atteint la valeur de saturation (p_{sat}), le pétrole commence

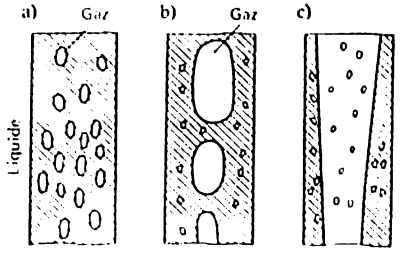


Fig. XVII.1. Structure du milieu gaz-liquide lors de son mouvement dans le tubing

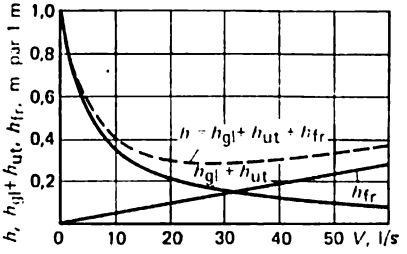


Fig. XVII.2. Relation entre les pertes de poussée utile et de glissement, ainsi que de frottement ($h_{ut} + h_{gl} + h_{fr}$) par 1 m de tube et le débit volumique de gaz V, le diamètre du tibing étant constant (d = 73 mm), tout comme le débit du fluide (q = 2,4 l/s)

à dégager le gaz dissous qui constitue alors la deuxième phase. Par conséquent, le courant monophasé (pétrole à lui seul) devient biphasé, composé de pétrole et de gaz. Si $p_f < p_{saf}$, le courant biphasé s'établit sur toute la longueur du puits.

Le courant biphasé peut se présenter sous trois formes ou régimes suivants:

1) régime de la mousse (fig. XVII.1, *a*), lorsque les bulles de gaz sont distribuées plus ou moins régulièrement dans le courant du fluide (pétrole);

2) régime des bulles, lorsque le gaz en expansion produit dans le courant de pétrole de grosses bulles (fig. XVII.1, *b*);

3) régime du « brouillard » (fig. XVII,1, *c*), lorsque le courant de gaz se déplace suivant le centre du tube et entraîne les gouttes du liquide (pétrole).

Dans la pratique, on observe tous les trois régimes. Souvent ils peuvent coexister, le premier régime dominant dans la partie infé-

rieure du puits, le deuxième, au milieu, et le troisième, dans la zone voisine de la tête.

La section de passage du tubing étant peu grande, le courant de pétrole et de gaz se déplace à grande vitesse en entraînant du sable, des particules de terrain déportées à partir de la couche, et contribue par là à prévenir la formation des bouchons de sable dans la zone du filtre. Lorsque le pétrole des gîtes exploités est à teneur élevée en paraffines et résines, celles-ci se déposent sur les parois intérieures du tubing, ce qui rend plus facile la lutte contre les dépôts.

La présence du tubing dans les colonnes de production rend plus facile, au besoin, l'arrêt des puits éruptifs. D'autre part, la poussée due à l'expansion du gaz est mieux utilisée.

Lorsque le liquide se déplace suivant le tubing l'énergie est absorbée non seulement par le travail utile de la remontée, mais encore par les résistances opposées au mouvement du liquide et du gaz (résistances hydrauliques). Les pertes d'énergie sont également dues au glissement du gaz par rapport au liquide. Il existe encore d'autres formes de pertes d'énergie, mais elles sont négligeables et ne sont pas prises en compte dans les calculs pratiques.

Ainsi, la poussée totale h (en mètres de la colonne de fluide) nécessaire pour produire le jaillissement d'un puits peut s'écrire:

$$h = h_u + h_h + h_{gl},$$

où h_u est la poussée nécessaire pour réaliser du travail utile; h_h, la poussée absorbée par les résistances hydrauliques; h_{gl}, la poussée absorbée par le glissement du gaz.

Le calcul théorique des pertes de poussée par résistances hydrauliques et glissement du gaz est très compliqué. Nous utiliserons donc les données empiriques, fournies par les laboratoires et directement par les chantiers.

La figure XVII.2 représente sous la forme de courbes les sommes des pertes de poussée par réalisation du travail utile et des pertes par glissement du gaz ($h_u + h_{gl}$), ainsi que des pertes par résistances hydrauliques (h_h) par 1 m de longueur de tubing en fonction du débit volumique V du gaz (l/s).

La figure XVII.2 montre que, pour un débit constant de fluide, la somme des pertes de poussée ($h_u + h_{gl}$) diminue avec l'augmentation du débit volumique du gaz. Pour ce qui est des pertes de poussée par résistances hydrauliques, avec l'augmentation du débit volumique, elles deviennent plus grandes. Avec la croissance du débit volumique du gaz la poussée totale ($h_u + h_{gl} + h_h$) nécessaire pour remonter le fluide diminue d'abord pour augmenter ensuite, en passant par le minimum dans les conditions données (courbe en pointillé).

Des courbes analogues sont dressées pour la relation entre les pertes de poussée par 1 m de tubing et son diamètre, elles sont utili-

sées pour choisir le tubing assurant les pertes de poussée totales ($h_u + h_{gl} + h_h$) minimales.

L'analyse de la relation entre le débit volumique du liquide et le débit volumique du gaz par unité de longueur de tubing montre qu'avec de faibles débits de gaz le liquide ne monte pas dans les tubes par suite de fortes pertes de poussée dues au glissement du gaz dans le liquide. Avec la croissance du débit de gaz, les pertes de poussée par glissement diminuent et à l'instant où elles s'égalisent avec la différence de pression entre le fond et la tête de puits, commence la venue du liquide. Avec la croissance ultérieure du débit de gaz la venue du liquide croît d'abord, les pertes de poussée sommées ($h_h + h_{gl}$) diminuent avec la diminution de h_{gl} et l'augmentation de h_h, puis la venue du liquide diminue, par suite de la croissance de la perte de poussée ($h_h + h_{gl}$). Le point des pertes de poussée sommées minimales correspond à la venue maximale du liquide.

Le rapport du travail utile de remontée du liquide au travail absorbé tout entier s'appelle rendement du tubing. La venue optimale du fluide correspond au rendement maximal.

La relation entre le débit de liquide et le débit de gaz pour un tubing long, tel que le sont toutes ses colonnes, est donnée par la figure XVII.3. La courbe comporte quelques points représentatifs: démarrage de l'éruption (début du travail du tubing) *1*; rendement maximal *2*; débit maximal *3* et arrêt de la venue du fluide *4*.

Dans la pratique de chantier, le travail du tubing est limité par le tronçon entre les points des rendements des débits maximaux (cf. fig. XVII.3, aire hachurée). Dans d'autres zones, limitées par la courbe, le travail du tubing ne présente pas d'avantages du fait de grandes pertes d'énergie de gisement.

Le régime de service d'un tubing est déterminé par les formules:

débit (venue) maximal de fluide:

$$Q_{max} = \frac{15 \cdot 10^{-8} d^3}{\rho^{0,5}} \left(\frac{p_1 - p_2}{L} \right)^{1,5}; \qquad \text{(XVII.10)}$$

débit optimal:

$$Q_{opt} = Q_{max} \left(1 - \frac{p_1 - p_2}{\rho g L} \right); \qquad \text{(XVII.11)}$$

débit spécifique de gaz (débit volumique de gaz en m³ par montée de 1 t de liquide):

$$R_{max} = \frac{3{,}88 L^2 \rho}{d^{0,5} (p_1 - p_2) \ln p_1/p_2}; \qquad \text{(XVII.12)}$$

$$R_{opt} = R_{max} \left(1 - \frac{p_1 - p_2}{\rho g L} \right), \qquad \text{(XVII.13)}$$

où Q est le débit du liquide, t/j; d, le diamètre intérieur du tubing, mm; ρ, la densité du liquide, kg/m³; p_1, la pression au voisinage du

sabot du tubing, Pa; p_2, la pression à la tête de puits, Pa; L, la longueur du tubing descendu dans le puits, m; R, le débit spécifique de gaz, m³/t.

Il convient de souligner que la productivité du tubing dépend de la valeur de son immersion dans le liquide. La figure XVII.4 montre la variation de Q_{max} et Q_{opt} suivant l'immersion

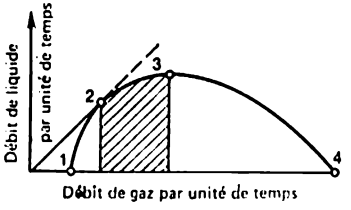


Fig. XVII.3. Relation entre le débit du fluide et le débit du gaz pour un tubing long

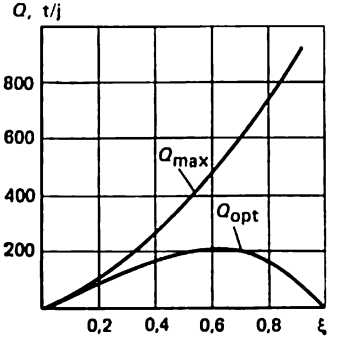


Fig. XVII.4. Variation de Q_{max} et Q_{opt} en fonction de l'avancement relatif

relative ξ du tubing à diamètre intérieur de 62 mm (d_t = 73 mm) dans un liquide de densité ρ = 900 kg/m³; ici $\xi = (p_1 - p_2)/L\rho g$.

Le graphique montre qu'avec la croissance de ξ la capacité d'écoulement maximal du tubing (de sa colonne) augmente; le régime optimal est caractérisé par le maximum qui correspond au débit d'environ 200 t/j pour ξ = 0,6.

§ 2. Choix du diamètre du tubing pour un puits éruptif

Le mélange de liquide et de gaz monte du fond vers la tête en suivant la colonne du tubing. Le plus souvent le tubing descendu est d'un seul diamètre de 60, 73 ou 89 mm. Il arrive qu'on descend une colonne combinée composée de tubes de deux diamètres; par exemple, la partie inférieure voisine de la taille est constituée de tubes de 89 mm et la partie supérieure, de tubes de 114 mm (114 × 89 ou 114 × 73; 89 × 73; 89 × 60 mm).

Un tubing convenable réduisant au minimum les pertes d'énergie est choisi d'après le diamètre d et la longueur L des tubes. Le diamètre d (intérieur) du tubing est donné par l'expression:

$$d = 188 \sqrt{\frac{\rho L}{p_1 - p_2}} \sqrt[3]{\frac{QgL}{\rho g L - (p_1 - p_2)}}. \qquad \text{(XVII.14)}$$

Le tubing d'un puits éruptif est descendu ordinairement jusqu'au milieu du filtre ; sa longueur L est donc connue. La valeur de Q est portée dans la formule conformément au débit prévu. Après avoir calculé le diamètre du tubing, on peut le choisir d'après les valeurs les plus proches des normes ou calculer la colonne combinée, dont la partie inférieure est constituée de tubes de plus petit diamètre que celui obtenu par calcul, et la partie supérieure, de tubes de plus grand diamètre. La longueur de la partie supérieure du tubing combiné l_2 est donnée par la formule :

$$l_2 = L\,[(d - d_1)/(d_2 - d_1)], \qquad \text{(XVII.15)}$$

où L est la longueur totale du tubing ; d, le diamètre obtenu par calcul ; d_1 et d_2, les diamètres intérieurs respectifs des parties inférieure et supérieure du tubing.

Bien que les tubings combinés sont plus perfectionnés que ceux ne comportant qu'une section, ils ne sont pas très usités du fait des complications que présente leur utilisation.

Lorsque le sable est entraîné en quantité importante à partir de la couche, le diamètre du tubing dans sa partie inférieure, lorsque le diamètre de la colonne de production, est de 146 mm, ne doit pas dépasser 73 mm, et pour une colonne de production de 168 mm, ne pas dépasser 89 mm.

§ 3. Le tubing

Les tubings sont sortis de deux types : aux extrémités lisses (fig. XVII.5, *a*) et refoulées à l'extérieur (fig. XVII.5, *b*). Les raccordements sont réalisés par manchons (fig. XVII.5, *c*).

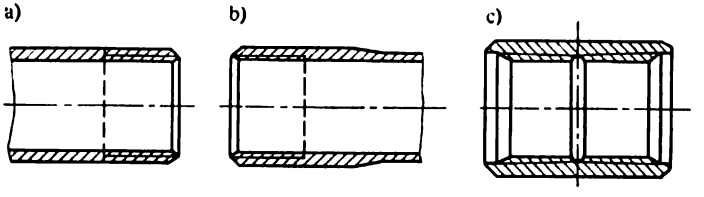


Fig. XVII.5. Tubings et leurs manchons

Suivant la longueur, les tubings forment trois gammes : 1) 5,5 à 8 m ; 2) 8 à 8,5 m ; 3) 8,5 à 10 m. Les tubings et leurs manchons se font en aciers de même grade de résistance Д, К, Е, Л, М (tableau 39).

Sur les tubings et les manchons on taille un filet conique triangulaire avec angle au sommet de 60° et à conicité 1 : 16, le nombre de fils étant de 10 et 8 par 25 mm de longueur.

Le tubing, descendu dans le puits, est suspendu à la tête de tubing qui fait partie de la tête d'éruption.

Tableau 39

Résistances des aciers employés pour les tubings

Paramètres	Grades de la résistance de l'acier				
	Д	К	Е	Л	М
Charge de rupture, MPa	6,5	7,0	7,5	8,0	9,0
Limite d'écoulement, MPa	3,8	5,0	5,5	6,5	7,5
Allongement relatif, % :					
5	16	12	12	12	12
10	12	10	10	10	10

§ 4. Tête d'éruption

La tête d'éruption est prévue pour maintenir en suspension la colonne de tubing, rendre étanche l'espace entre le tubing et la colonne de production, ainsi que pour assurer le contrôle et le réglage du régime de service du puits.

Les têtes d'éruption composées de la tête de tubing et de l'« arbre de Noël » peuvent être en croix (croix de circulation) (fig. XVII.6) et à trois voies (fig. XVII.7).

Lorsque la tête d'éruption du puits est prévue pour un tubing à une colonne (cf. fig. XVII.6), la colonne d'extraction est fixée à la bobine de réduction à l'aide de la tubulure de réduction.

Dans le cas de l'utilisation d'une tête prévue pour un tubing à deux colonnes (cf. fig. XVII.7), on descend dans le trou deux tubings de plus grand et de plus petit diamètres. Cet agencement se distingue de celui du tubing à une colonne par un raccord à trois voies en té *13*, auquel on fixe la colonne de tubing à l'aide de la tubulure de réduction *14*. Le tubing de la deuxième colonne est suspendu à la bobine *11* à l'aide de la tubulure *12*.

Les têtes d'éruption sont munies de plus en plus souvent de vannes à passage direct ou des robinets à boisseau avec garniture d'étanchéité. La particularité de la vanne à passage direct est que le courant de pétrole (de gaz), qui passe par la vanne, n'entre pas en contact avec les surfaces d'étanchéité, ce qui rend leur usure négligeable et leur sûreté élevée. Après l'usure d'un côté de la vanne, on la tourne de l'autre, ce qui assure un travail durable sans aléas.

Les robinets à boisseau sont très résistants à la corrosion, ont de faibles encombrement et masse. Leur construction est relativement simple et leur fonctionnement bien sûr. Pour ouvrir ou fermer ces robinets, il faut les tourner d'un demi-tour.

Le régime d'exploitation d'un puits éruptif est réglé en jouant sur la valeur de la pression à la tête de puits à l'aide de duses spé-

ciales. Leurs constructions sont bien différentes ; il en existe à douille interchangeable, à démontage rapide, réglables, etc. La duse de la figure XVII.8 est un cylindre métallique ou une rondelle avec trou au milieu. Elle est mise en place dans les conduites d'écoulement de l'arbre de Noël après les vannes ou les robinets (cf. fig. XVII.6,

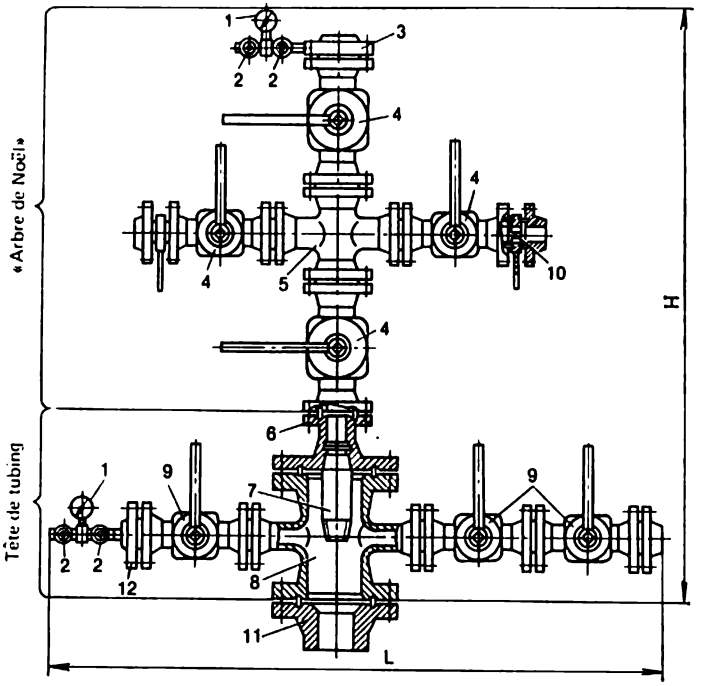


Fig. XVII.6. Tête d'éruption en croix (croix de circulation) pour tubing à une colonne :

1 — manomètres ; *2* — vanne à trois voies ; *3* — amortisseur ; *4*, *9* — vannes ; *5* — croix de l'arbre de Noël ; *6* — bobine de réduction ; *7* — douille de réduction ; *8* — croisillon de la tête de tubing ; *10* — duse ; *11* — bride de la colonne ; *12* — amortisseur

position *10*). Le diamètre du trou de la duse varie de 3 à 5 mm. Il arrive qu'on emploie des duses à diamètre du trou plus grand, généralement, lorsque les débits du puits sont très élevés.

Une duse à trou de petit diamètre diminue sensiblement la section de passage du courant de pétrole ou de gaz, ce qui fait croître la résistance à leur mouvement. Si la pression à la tête de puits augmente, la pression exercée sur la couche et le débit du puits diminuent. En limitant le débit du puits par la valeur optimale, on peut rendre plus économique l'absorption de l'énergie de gisement et, par suite, plus longue l'exploitation d'un puits éruptif.

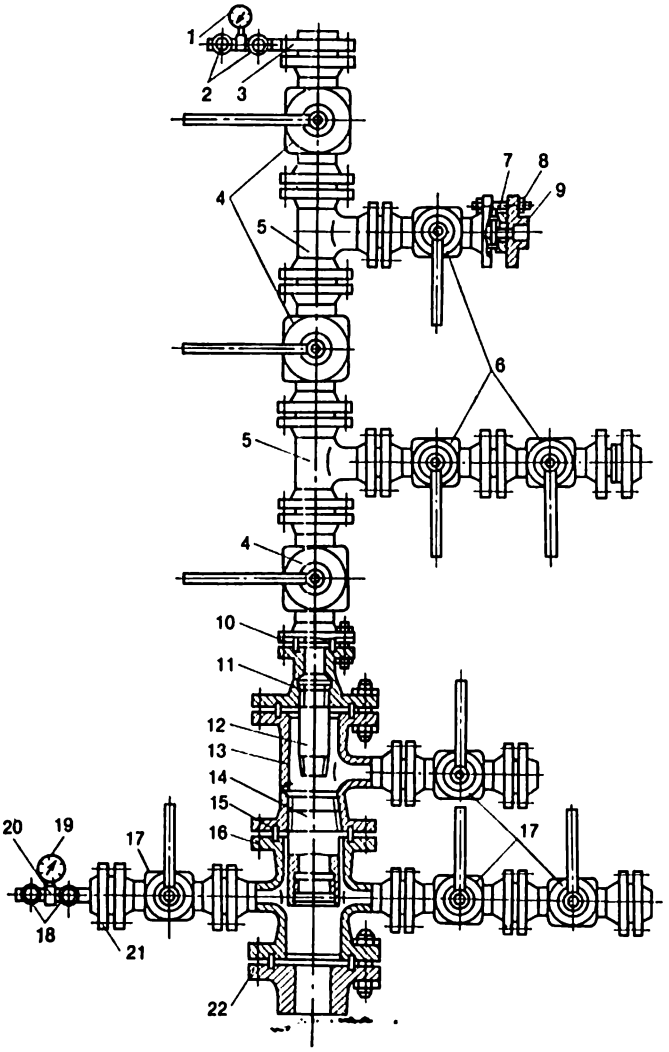


Fig. XVII.7. Tête d'éruption à trois voies coulée à vannes de fermeture de tubing à deux colonnes:

1, *19* — manomètres; *2* — valves; *3* — amortisseur; *4* — vannes à passage direct de 60 mm de diamètre; *5*, *20* — tés; *6*, *17* — vannes à passage direct de 40 mm de diamètre; *7* — duse; *8* — boulon; *9* — bride de la tubulure de raccord; *10*, *15* — joints métalliques; *11* — bobine de tige; *12*, *14* — tubulures; *13* — té de la tête de tubing; *16* — croisillon de la tête de tubing; *18* — valves; *21* — bride; *22* — bride de tubage

Toute la production des puits éruptifs (pétrole, gaz, eau) est canalisée par les conduites d'écoulement vers le groupe de mesure, auquel est relié un faisceau de puits. Le fonctionnement des puits éruptifs est observé à l'aide de deux manomètres. Le manomètre supérieur mesure la pression dans la colonne du tubing à la tête de puits, qu'on appelle pression de tête ou d'amortissement. Le manomètre inférieur, établi sur la croix de la tête de tubing, mesure la pression dans l'annulaire tubing-colonne de production.

Si la pression d'amortissement diminue alors que la pression annulaire croît (dans le cas de tubing à une colonne), mais le débit

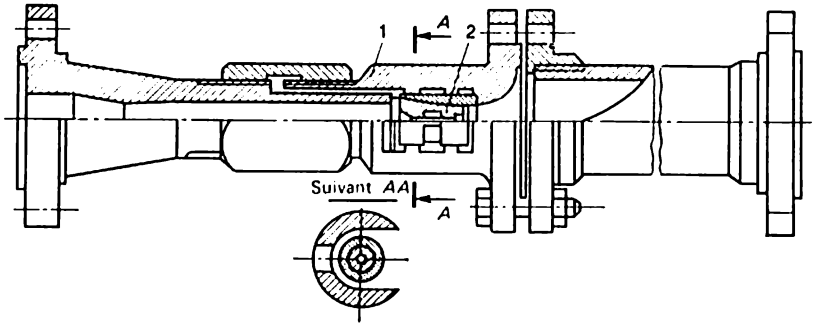


Fig. XVII.8. Duse de la tête de puits à démontage rapide:
1 — corps; *2* — trou pour la douille amovible

du puits baisse, cela signifie que les tubings sont colmatés. La diminution de la pression dans l'annulaire témoigne de la présence d'un bouchon de sable au fond du puits ou de l'accumulation de l'eau dans l'annulaire. Un débit du puits accru, alors que la pression sur l'amortisseur baisse, témoigne du rodage de la duse par le sable. La croissance des pressions d'amortissement et dans l'annulaire s'accompagnant de la diminution du débit indique que la duse ou la conduite d'écoulement sont encrassées.

Pour rétablir le régime de production d'un puits éruptif, on change la duse pour un diamètre plus grand ou plus petit, nettoie la duse ou la conduite d'écoulement des dépôts, refoule du pétrole dans l'annulaire et chasse du puits le bouchon de sable.

§ 5. Pièges de séparation de gaz

La production extraite du puits est dirigée par la conduite d'écoulement vers le piège de séparation de gaz (fig. XVII.9). Le mélange gaz-pétrole est canalisé par le tube *1* vers le piège (réservoir fermé) mis sous pression. Le diamètre du séparateur étant bien supérieur à celui de tube *1*, la vitesse du mélange pétrole-gaz diminue brusquement et le pétrole se sépare du gaz. Les gouttes d'huile étant plus

lourdes tombent, alors que le gaz monte vers la partie supérieure du séparateur. Le mélange pétrole-gaz étant introduit dans le séparateur suivant la génératrice du réservoir, il se déplace suivant une circonférence. Les forces centrifuges ainsi produites contribuent à une meilleure séparation du gaz à partir du pétrole.

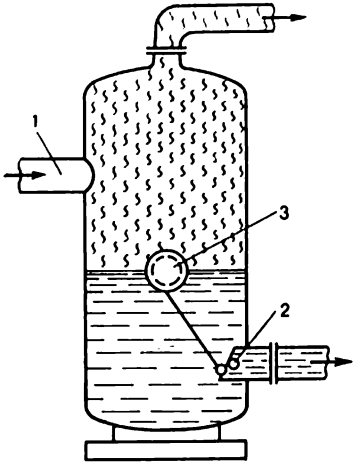


Fig. XVII.9. Fonctionnement schématisé d'un piège de séparation

Après le séparateur, le gaz est canalisé dans le réseau de collecte et de là vers l'usine de gaz et essence, alors que le pétrole est dirigé vers le collecteur du chantier, d'où il gagne les installations prévues pour sa préparation à la livraison (déshydratation, désémulsification, dessalage). Les pièges de séparation sont utilisés également comme des capacités de mesure pour la conservation de courte durée de la production.

Le séparateur schématisé sur la figure XVII.9 est automatisé. On y maintient le niveau déterminé du liquide et une pression déterminée à l'aide d'une soupape *2* spéciale, liée par des leviers au flotteur *3*. Lorsque le niveau du liquide baisse, le flotteur descend et ferme la soupape, en réduisant ou en coupant l'écoulement du pétrole à partir du séparateur. Il faut maintenir un niveau déterminé du liquide pour éviter les projections de gaz dans le collecteur de pétrole, ainsi que des rejets de pétrole dans le réseau de la collecte de gaz. Une pression constante dans le séparateur est assurée par le régulateur monté sur la conduite d'évacuation du gaz.

D'après leur construction, les séparateurs peuvent être verticaux et horizontaux. Ils sont prévus pour travailler sous des pressions différentes en fonction de la pression à la tête de puits (pression d'amortissement). Les séparateurs verticaux sont sortis à pression basse (jusqu'à 0,6 MPa), moyenne (0,6 à 1,6 MPa) et élevée (1,6 à 6,4 MPa). Leur diamètre varie de 0,4 à 2,6 m, et leur hauteur atteint 4,5 m.

La large utilisation des systèmes à poussée de prise de pétrole, où le mélange pétrole-gaz se déplace du puits vers le séparateur sous pression (sous l'action de l'énergie de gisement), conditionne le recours aux séparateurs de gaz à cyclone hydraulique, sur lesquels la production est simultanément canalisée à partir de plusieurs puits. Ces séparateurs travaillent sous la pression de 1 MPa, et leur productivité en gaz est de 750, 1000, 3000 et 5000 m^3/j.

Une unité se compose de plusieurs cyclones hydrauliques (jusqu'à six) de 200 mm de diamètre et d'un bac technologique de 1,0 à 1,4 m de diamètre, dont la partie supérieure joue le rôle de séparateur gravifique.

Le courant de mélange pétrole-gaz arrive dans le cyclone à la vitesse de 30 m/s. Le mouvement hélicoïdal et les forces centrifuges séparent le pétrole du gaz, le pétrole étant projeté sur les parois, et le gaz se déplaçant au centre. Un cyclone assure le dégagement de 90 ou 95 % de gaz, sa partie restante se dégageant dans le bac technologique, dont la capacité dans une installation fournissant 750 m^3/j est de 10 m^3 (diamètre intérieur 1,6 m ; longueur 4,5 m).

Le débit du liquide, qui passe par le séparateur, est mesuré au débitmètre placé sur la conduite qui canalise le pétrole à partir du séparateur. La quantité de gaz est mesurée au manomètre qui est un débitmètre placé sur la conduite, qui canalise le gaz à la sortie du séparateur.

Les conduites d'écoulement du pétrole et du gaz portent des soupapes de retenue, et au-dessus de la conduite de gaz, encore la soupape de sûreté (pour le cas où la pression dans le séparateur dépasse la valeur prévue).

Les unités de séparation sont équipées de dispositifs automatiques et de protection contre les écarts de la technologie, ce qui assure le service de l'unité sans main-d'œuvre permanente.

§ 6. Démarrage des puits éruptifs

La venue du pétrole (du gaz) à partir de la couche est provoquée par la diminution de la pression de fond (utilisation d'une boue de densité plus faible, baisse du niveau du fluide dans le puits, etc.). Ordinairement, dans les puits éruptifs la venue s'obtient en diminuant la densité du fluide qui remplit la colonne. Par exemple, la boue est remplacée par l'eau. Une fois la venue du pétrole déclenchée, le puits est traité avec des duses de grand diamètre (20 à 30 mm) pour nettoyer le fond du puits et la zone voisine du fond des déblais et de l'eau inutile. Après la préparation du puits dont la fin est établie par analyse des fluides, on le met au régime optimal.

L'exploitation correcte d'un puits éruptif se ramène à assurer son fonctionnement durable et l'absorption la plus rationnelle de l'énergie de gisement. Lors de l'inondation du puits il faut également observer et régler dans la production le rapport pétrole-eau. Dans la grande majorité des cas l'exploitation correcte des puits éruptifs s'obtient par limitation du débit. Ce dernier est réglé en jouant sur la pression d'amortissement par mise en place des duses de diamètres différents.

§ 7. Tests pour l'établissement du régime optimal d'un puits éruptifs

Un puits est exploré par deux méthodes: par pistonnage d'essai et d'après les données de la remise sous pression après l'arrêt.

La méthode des pistonnages d'essai est utilisée pour déterminer la productivité du puits et établir le régime technologique de son fonctionnement.

D'après les données de la remise sous pression, on construit les courbes (courbes de remise en pression) qui permettent de déterminer les indices de la couche. Les indices obtenus au cours de l'exploration du puits par la méthode du pistonnage d'essai permettent de tracer des courbes indicatrices de la relation entre le débit et la différence de pression (dépression), ainsi que de trouver l'index de productivité, la proportion gaz-huile, la teneur de la production du puits en eau et en sable pour des régimes de service différents.

Le pistonnage d'essai des puits éruptifs se fait dans l'ordre suivant. On détermine la pression de fond et le débit du puits sous le

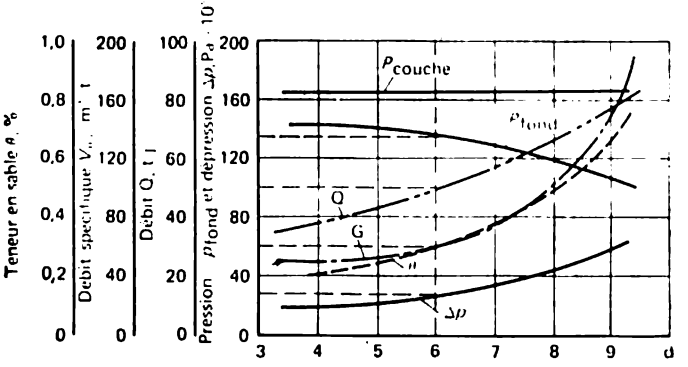


Fig. XVII.10. Courbe de réglage d'un puits éruptif:
p_g — pression des gemient; G — proportion gaz-huile

régime stable, ainsi que la quantité de gaz venue du trou. Ensuite, on précise la pression à l'amortisseur et dans l'espace annulaire parois-tubage à l'aide des manomètres de contrôle. La duse est changée pour une duse plus petite ou plus grande et on passe à un nouveau régime assurant un débit du puits, qui diffère du premier environ de 20 %. On laisse le puits travailler sous ce régime pendant 12 ou 24 h en mesurant encore la pression de fond, le débit et les autres indices. Il convient d'insister qu'on considère que le régime est établi lorsque les mesures réitérées de débit du liquide et du gaz ne se distinguent pas plus de 10 %.

Pour l'étude du puits, il suffit d'obtenir 4 ou 5 points de la

courbe de la relation entre le débit et la pression au fond (fig. XVII.10). A l'aide de ces courbes on peut établir le régime technologique du fonctionnement d'un puits éruptif (cf. fig. XVII.10). La pression au fond ne doit pas être inférieure à la pression de saturation qui vaut 12 MPa. Le diamètre optimal de la duse est de 6 mm, l'évacuation du sable, inférieure à 0,3 % ; la dépression, 3 MPa ; la pression au fond, 13,5 MPa. Le débit de pétrole obtenu est de 50 t/j, la proportion gaz-huile n'étant pas supérieure à 60 m^3/t.

Le régime technologique de chaque puits éruptif est remanié tous les mois.

§ 8. Lutte contre les dépôts de paraffine

Dans de nombreux champs de pétrole, la teneur en paraffine dépasse 2 %. Ordinairement, dans les conditions de gisement, elle est dissoute dans le pétrole, bien que dans les conditions normales (pression 760 mm Hg et température 20 °C) les paraffines sont des substances solides.

Lorsque le pétrole monte du fond vers la tête de puits et se déplace ensuite dans les conduites, ses pression et température diminuent. L'équilibre du système pétrole-gaz dissous-paraffine dissoute est alors compromis. A mesure que le gaz se dégage, le pétrole devient plus dense, sa viscosité croît, son pouvoir de dissoudre la paraffine diminue. La température du pétrole tombe, sa chaleur étant transmise à des couches moins chauffées et sous l'action du refroidissement produit par le dégagement et l'expansion du gaz. Ces processus (dégazage et refroidissement) entraînent dans les zones les plus refroidies la précipitation de petites particules solides de paraffine directement près des parois de la colonne de tubing et au voisinage des bulles de gaz. Les particules solides de la paraffine adhèrent aux parois du tubing, alors que celles, qui se trouvent dans le courant, grossissent et peuvent également s'accoler aux parois. La paraffine se dégage du pétrole et se dépose sur les parois tout le long de la colonne de tubing, mais l'intensité de ce processus est la plus forte dans la partie supérieure de la colonne.

Les dépôts de paraffine sous la forme de masse sombre, de consistance allant de la pâte au solide, contiennent en quantité des résines et des sels minéraux. Ces dépôts rétrécissent la section de passage du tubing et entraînent la diminution du débit et de la pression d'amortissement, pour aboutir finalement à boucher totalement le tubing. Ainsi, il est impossible d'assurer un service normal des puits éruptifs qui fournissent du pétrole paraffineux sans éliminer la paraffine ou sans prendre des mesures pour prévenir son adhérence aux parois des tubes.

Pour nettoyer le tubing des dépôts de paraffine, on recourt à l'action thermique ou à la méthode mécanique réalisée avec des

râcleurs spéciaux. Dans le cas de l'action thermique, les tubes sont chauffés à la vapeur, au pétrole ou aux produits de son traitement (kérosène, gas-oil) chauds. L'élimination de la paraffine à la vapeur n'impose pas l'arrêt de l'éruption du puits. La vapeur fournie par une unité mobile spéciale est refoulée dans l'espace annulaire pour atteindre le sabot de la colonne du tubing, monter à l'intérieur et sortir à la surface en chauffant ainsi les tubes en faisant fondre la paraffine. La paraffine fondue est entraînée au jour par le courant de pétrole, de gaz et de vapeur. Lorsqu'on utilise la vapeur, les conduites d'écoulement sont nettoyées de la paraffine à la distance depuis le puits jusqu'à l'installation de mesure. Ce mode s'emploie pour les puits éruptifs à faible pression dans l'espace annulaire parois-tubage.

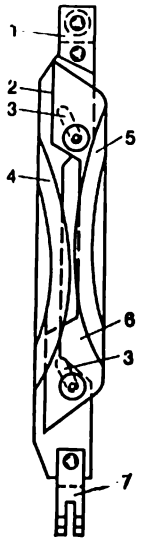


Fig. XVII.11. Racleur de section variable à lames extensibles:
1 — étrier pour fixation du câble; *2* — plaque fixe; *3* — rainures de guidage obliques; *4* — lame fixe; *5* — lame de la plaque mobile; *6* — plaque mobile; *7* — étrier

L'unité mobile de vapeur est également largement utilisée pour déparaffiniser les conduites à la surface du jour. Les méthodes de déparaffinage thermiques des tubes sont très laborieuses, imposant l'application des moyens techniques compliqés et le recours à une main-d'œuvre spécialisée supplémentaire. Elles ne préviennent pas le dépôt de la paraffine, on n'y recourt donc qu'épisodiquement dans des conditions favorables et lorsqu'il est impossible d'appliquer des méthodes moins laborieuses.

Les modes mécaniques de l'élimination des dépôts paraffiniques sont réalisés avec des râcleurs. Ces derniers sont descendus dans le tubing au bout d'un câble sans arrêter l'éruption. Ils se déplacent en bas sous l'action de leur propre pesanteur et des poids appropriés spéciaux (d'une masse allant jusqu'à 10 kg) attachés au râcleur. Leur remontée se fait à l'aide des treuils. Il existe de nombreux types de râcleurs, les plus usités sont à section variable à lames amovibles (fig. XVII.11).

A la descente d'un tel râcleur dans le tubing, les lames amovibles se déplacent dans les fentes obliques, se rapprochent et leur diamètre extérieur diminue de 10 à 20 mm par rapport à leur position lors de la remontée. Pendant la remontée, les lames du râcleur s'écartent.

sous l'action de leur propre poids et du frottement contre les parois du tubing, et leur diamètre devient égal à celui de l'intérieur des tubes. Un tel râcleur porte deux couples de lames décalées de 90° l'une par rapport à l'autre, ce qui assure le déparaffinage de toute la surface du tube.

Les râcleurs sont remontés et descendus par ce qu'on appelle unités de déparaffinage automatiques. Une telle unité se compose d'un treuil à moteur électrique et d'une station de commande mise en place près du puits dans un abri de grattage spécial. La construction la plus récente des râcleurs assure un service automatique suivant un programme préétabli.

Pour utiliser les râcleurs, on monte sur l'arbre de Noël un graisseur (cf. fig. XVII.6), dont la longueur doit assurer la mise en place du râcleur et des poids qui lui sont suspendus. La paraffine coupée par le râcleur est emportée par le courant de pétrole et de gaz du puits à la surface. La méthode mécanique de l'élimination de la paraffine présente des inconvénients imposant un équipement supplémentaire (unité de déparaffinage, abri de grattage) qu'il faut desservir et qui constitue un source de défaillances éventuelles (rupture du câble, mise hors service de certains ensembles, etc.).

La méthode la plus efficace est celle qui rend possible la prévention du dépôt de paraffine dans le tubing. A cet effet, la surface intérieure des tubes est couverte d'un vernis spécial, d'émail ou de verre. D'après la pratique, dans les tubes revêtus de cette façon le dépôt de paraffine diminue brusquement, l'adhérence de la paraffine est faible et le courant du mélange gaz-pétrole l'emporte sans difficulté. Il convient de souligner que le vernis, les émaux et le verre étant stables aux alcalis, aux acides et aux eaux de gisement, ils protègent également le métal des tubes contre la corrosion. Le mode de revêtement des tubes est largement appliqué dans les chantiers. De nombreux puits éruptifs fournissant du pétrole paraffineux sont dotés de tubings revêtus. La grande majorité de ces puits travaillent longtemps sans arrêt.

Le développement de l'automatisation et de la commande à distance des processus de production de pétrole rendent impératives une aptitude au service élevée et une sécurité à toutes épreuves du matériel et des mécanismes. De ce point de vue, l'utilisation des tubes revêtus a été une solution très heureuse du problème des dépôts de paraffine dans les tubings et les conduites de la collecte de pétrole à la surface du jour.

L'entretien des puits éruptifs consiste à vérifier périodiquement l'étanchéité de tous les bridages, des graisseurs, à vérifier si les affichages des manomètres sont corrects, à éliminer les incidents, à maintenir en propreté le plancher du derrick, à observer le bon état des escaliers et des protections et à maintenir le régime de service prévu du puits.

Chapitre XVIII

PUISAGE À L'AIR (AU GAZ) COMPRIMÉ

§ 1. Action de principe de l'air-lift (gas-lift)

A mesure que l'énergie de gisement diminue, le débit des puits éruptifs s'affaiblit. Lorsqu'elle devient insuffisante pour remonter le fluide de la couche à la surface, le processus de l'éruption s'arrête.

La production par éruption peut être reprise si on refoule vers le sabot du tubing descendu dans le puits de l'air ou du gaz comprimé.

L'action de l'air-lift (gas-lift) dans le cas du puisage au gaz comprimé ne se distingue pas de l'action par éruption. Dans l'un et dans l'autre cas, le jaillissement est produit par l'énergie du gaz en expansion. Lors du puisage au gaz, le gaz ou l'air sont refoulés vers le sabot du tubing, alors que dans le puisage éruptif le gaz provient de la couche.

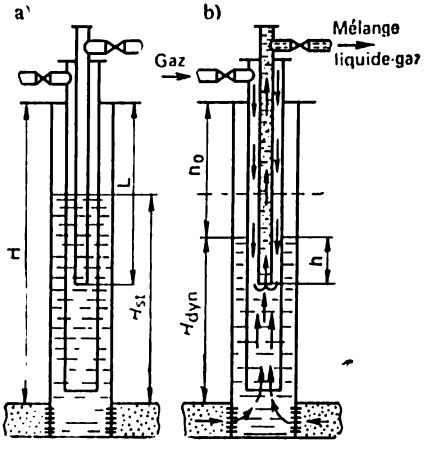


Fig. XVIII.1. Gas-ou air-lift: *a* — avant le début du travail; *b* — en service

Le puisage assuré par l'utilisation du gaz naturel (associé) s'appelle *gas-lift* et lorsqu'on utilise l'air, *air-lift*. Si comme agent moteur on emploie le gaz naturel sous haute pression qui interdit l'utilisation des compresseurs, la méthode se nomme *gas-lift sans compresseurs*.

Le tubing de gas- ou air-lift (fig. XVIII.1) se compose de deux colonnes, dont l'une sert pour l'injection de l'agent (air, gaz), et l'autre, pour la remontée du fluide.

Comme le montre la figure XVIII.1, dans le puits sont descendues deux colonnes de tubing. Les tubes par lesquels on injecte l'agent moteur sont dits *à air*, et ceux par lesquels le mélange pétrole-air (-gaz) monte à la surface, de *pompage*.

En l'absence de soutirage dans le tubing et le tubage le fluide sera au même niveau au-dessus de la couche. Ce niveau H_{st} est dit *statique* (fig. XVIII.1, *a*). La pression de la colonne de fluide au fond sera alors égale à la pression de gisement:

$$p_g = H_{st}\rho g.$$

L'air, injecté par les tubes à air, y chasse le fluide jusqu'au sabot des tubes de pompage, s'engage dans les tubes en se mélangeant sous la forme de bulles au fluide et en diminuant la densité ρ de cette dernière. Plus la quantité de l'air (de gaz) amenée dans les tubes de pompage est grande, plus la densité du mélange pétrole-gaz (-air) est faible, plus la hauteur à laquelle monte ce mélange est grande. La hauteur à laquelle monte le mélange pétrole-air (-gaz) dans les tubes de pompage dépend de la quantité de l'air (de gaz) refoulé, de la profondeur d'immersion des tubes sous le niveau statique, de leur diamètre et de la viscosité du pétrole. Ainsi, si les tubes à air plongent peu sous le niveau statique (H_{st}), la colonne peu grande de fluide dans les tubes de pompage ne peut pas atteindre la surface. L'air (le gaz) fait monter le fluide à une certaine hauteur, pour s'échapper à travers sa surface, alors que le fluide s'écoule en bas par les parois.

La hauteur de la montée du fluide dépend du diamètre des tubes de pompage : pour le même débit de l'agent moteur, plus ce diamètre est petit, plus la hauteur à laquelle monte le fluide est grande.

L'influence de la viscosité sur la hauteur de la montée du fluide s'exprime par le fait que, à égalité des conditions, le pétrole monte plus haut que l'eau, la viscosité de celle-ci étant plus petite que celle du pétrole. Il est plus difficile pour l'air de traverser la colonne d'un fluide plus visqueux, ce qui fait qu'il le repousse à une hauteur plus grande.

Le principe de l'action du gaz-(air-) lift consiste à saturer en air ou en gaz (gazation) le fluide dans les tubes de pompage et baisser sa densité moyenne. Avec le refoulement continu de l'air (du gaz) dans les tubes de pompage, le fluide émulsionné monte jusqu'à la tête de puits pour gagner les conduites de la collecte du pétrole. Dans le cas de fonctionnement stable de l'air-lift, dans le puits s'établit un *niveau* de fluide dit *dynamique* (fig. XVIII.1, *b*). Le niveau dynamique H_{dyn} repose toujours plus bas que le niveau statique H_{st}.

La pression de la colonne du liquide entre le fond et le niveau dynamique est égale à la pression de fond :

$$p_f = H_{dyn}\rho g. \qquad \text{(XVIII.1)}$$

Les positions des niveaux statique et dynamique sont déterminée par les relations suivantes :

$$H_{st} = p_g/\rho g; \; H_{dyn} = p_f/\rho g. \qquad \text{(XVIII.2)}$$

La distance de la tête de puits au niveau dynamique, qui est la hauteur de la montée h_0 du fluide émulsionné, est

$$h_0 = H - H_{dyn} = H - p_f/\rho g, \qquad \text{(XVIII.3)}$$

où H est la profondeur du puits (distance de la tête à l'horizon productif).

La pression près du sabot des tubes de pompage

$$p_1 = (L - h_0)\,\rho g = h\rho g, \qquad \text{(XVIII.4)}$$

où L est la longueur des tubes de pompage ; h, la profondeur d'immersion des tubes de pompage au-dessous du niveau dynamique.

La formule (XVIII.4) entraîne que

$$h = p_1/\rho g. \qquad \text{(XVIII.5)}$$

Le rapport de la profondeur d'immersion h à toute la longueur du tubing s'appelle *taux d'immersion*

$$h_{\text{taux}} = (h/L)\,100. \qquad \text{(XVIII.6)}$$

Dans la pratique des chantiers, on se donne généralement la pression de service, puis on calcule le taux d'immersion

$$h_{\text{taux}} = p_1/(L\rho g). \qquad \text{(XVIII.7)}$$

§ 2. Constructions des gas-(air-)lifts

Les tubings du puisage au gaz peuvent être à une colonne (fig. XVIII.2, *a*). L'agent moteur (air, gaz) est alors injecté dans

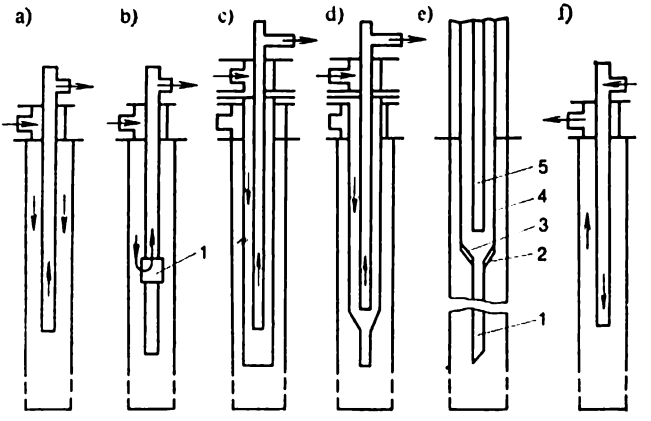


Fig. XVIII.2. Gas- et air-lifts :
a — à une colonne ; *b* — à une colonne et manchon spécial ; *c* — à deux colonnes ; *d*, *e* — à deux colonnes à suspension en gradins des tubes d'air ; *f* — à une colonne à système central d'amenée d'air

l'espace annulaire tubing-colonne de production. Les tubings à une colonne s'emploient ordinairement dans des puits où, pendant l'exploitation, le sable est entraîné de la couche jusqu'à la surface du jour. Ils se composent alors de tubes de 48 à 89 mm de diamètre.

La figure XVIII.2, *b* représente le tubing à une colonne où l'agent moteur est injecté par un manchon spécial *1*.

Pour les puits qui rendent possible un coinçage des tubes à air par le sable, G. Babalian a proposé une suspension du tubing parfaitement inédite (fig. XVIII.2, *e*). La colonne perdue *2* à l'aide du cône *4* est suspendue à la selle *3*. Lorsque la colonne perdue est coincée, on remonte les tubes de pompage *6* et la partie supérieure des tubes à air *5*. Ensuite, on descend dans le trou le tubing jusqu'à la « tête » de la colonne perdue *2* et s'attaque au nettoyage du puits, après quoi on évacue par lavage le sable qui s'est déposé au-dessous de la colonne perdue. Il convient de retenir que, pour améliorer l'évacuation du sable à partir du puits, la colonne extérieure (celle des tubes à air) doit être descendue jusqu'au filtre du puits.

Dans la plupart des cas, pour un tubing à deux colonnes, on utilise les combinaisons des diamètres des tubes suivantes: 114 × 73; 102 × 60; 89 × 48; 73 × 42 (les premiers chiffres donnent les diamètres des tubes de la colonne extérieure, et les deuxièmes, les diamètres de la colonne intérieure).

En utilisant un tubing à une colonne à système central d'amenée de l'air ou du gaz (fig. XVIII.2, *e*), l'air est injecté dans les tubes de la colonne intérieure, alors que la production est livrée par l'espace annulaire.

Le système central s'emploie également dans les tubings à deux colonnes. L'inconvénient de ce système consiste qu'en présence du sable dans le pétrole, l'usure des manchons d'accouplement du tubing est très rapide.

Lorsque le pétrole est soutiré des couches ensablées, le sable vient dans le puits. Si ce sable s'accumule au fond, il se forme un bouchon qui peut obstruer le filtre. Alors, la venue du pétrole à partir de la couche diminue et à un certain moment cesse tout à fait.

Pour nettoyer le filtre du bouchon de sable sans arrêter le refoulement de l'agent moteur dans le cas du tubing à deux colonnes, on injecte du pétrole dans l'espace entre la colonne de production et le tubing de la colonne extérieure, et dans celui de tubing à une colonne, dans l'espace entre la colonne de production et les tubes de pompage. On arrive parfois par cet astuce à désagréger le bouchon, et si on n'y parvient pas, les tubes de pompage sont remontés pour éliminer le sable.

Dans le cas de puisage au gaz comprimé et par éruption, pour prévenir le dépôt de paraffine, on recourt au revêtement des tubes (par vernis, émaux, verre) nettoyés de la paraffine avec des râcleurs.

Pour parer aux dépôts des sels, on injecte dans le puits avec l'agent moteur des solutions aqueuses de divers agents chimiques (le plus efficace est l'hexamétaphosphate de sodium).

Lorsqu'on utilise l'air comme agent moteur, dans l'espace annulaire tubes d'air-tubes de pompage du tubing à deux colonnes ou colonne de production-tubes de pompage du tubing à une colonne, l'oxydation du métal contribue à la formation des bouchons de cala-

mine. Pour parer à cet inconvénient, l'air comprimé est séché dans des réfrigérateurs et séparateurs d'humidité montés aux stations des compresseurs, alors que sur les conduites d'air qui vont vers le puits on place des collecteurs d'eau sous la forme de pots de condensation.

§ 3. Appareillage de la tête de puits à puisage au gaz

Pour l'exploitation d'un puits au gas-lift, sa tête doit être équipée de la façon correspondante. La construction de l'appareillage de tête et sa destination sont les mêmes que dans le cas d'un puits éruptif : elle sert pour maintenir la colonne de tubing, rendre étanche

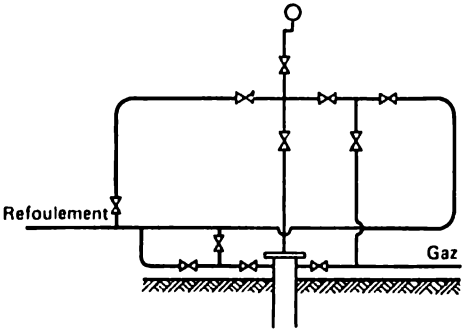


Fig. XVIII.3. Manifold de la tête d'un puits à puisage au gaz

l'espace annulaire tubage-tubing, canaliser l'agent moteur comprimé dans le puits et la production obtenue dans les conduites d'écoulement.

Pour réaliser les opérations de démarrage et d'exploitation du puits, ainsi que pour lever les défaillances produites en service (bouchons de sable, dépôts de sels, de paraffine, formation des bouchons de calamine, etc.), on établit un manifold qui raccorde l'appareillage de la tête aux conduites d'écoulement et à la conduite de gaz ou d'air.

La figure XVIII.3 schématise le manifold le plus simple de l'équipement de la tête de puits à puisage au gaz. En jouant sur les vannes correspondantes, on peut canaliser l'agent comprimé dans les tubes de pompage soit dans l'espace annulaire entre la colonne extérieure et les tubes de pompage du tubing, et la production fournie par le puits, dans la conduite d'écoulement.

§ 4. Démarrage des puits

Il consiste à chasser par l'agent moteur (air, gaz) les fluides des tubes de la colonne extérieure et à amener l'agent vers l'extrémité inférieure des tubes de pompage pour émulsionner la colonne du

fluide comprise dans ces tubes. La figure XVIII.4 schématise les étapes principales de démarrage d'un puits à puisage au gaz équipé d'un tubing à deux colonnes. Avant le démarrage le niveau qui s'établit dans le puits est statique, le même pour les tubes d'air et l'espace annulaire (fig. XVIII.4, *a*). Lorsque l'agent est refoulé dans les tubes à air, le fluide qui s'y trouvait est chassé dans les tubes de pompage et l'espace annulaire. L'absorption du fluide par la couche est également possible, du fait que la pression de fond devient supérieure à celle de gisement.

La pression de refoulement du compresseur atteint sa plus grande valeur lorsque le fluide chassé des tubes à air vient jusqu'au sabot des tubes de pompage (fig. XVIII.4, *b*). Cette pression maximale s'appelle *pression de démarrage*. Dès que l'agent comprimé atteint le sabot des tubes de pompage, il s'y engage en émulsionnant le fluide et le repoussant vers la tête de puits. Le liquide émulsionné qui a atteint la surface est refoulé dans la conduite d'écoulement pour passer ensuite dans le séparateur de gaz et l'installation de mesure.

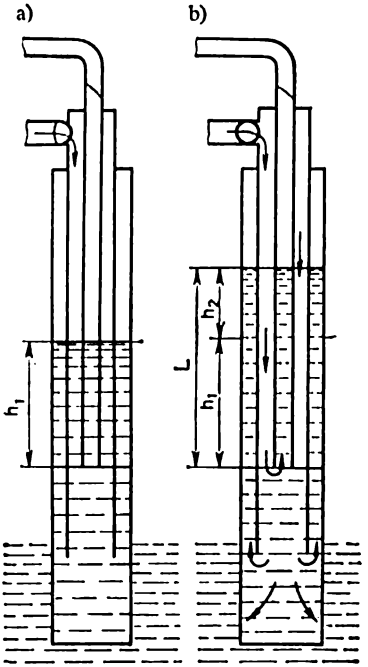


Fig. XVIII.4. Schéma des étapes principales du démarrage d'un puits à puisage au gaz :

h_1 — profondeur d'immersion des tubes de pompage sous le niveau statique ; h_2 — hauteur de la montée du fluide à l'instant de la chasse ; h — profondeur d'immersion des tubes de pompage sous le niveau dynamique ; $L = h_1 + h_2$

Lorsque le liquide émulsionné vient au jour, la pression dans la zone du sabot des tubes de pompage commence à baisser, et le liquide de l'espace annulaire commence à se déplacer vers le sabot des tubes de pompage et à être repoussé vers la surface par l'agent moteur. La pression exercée sur le fond diminue et devient inférieure à celle de gisement. Alors, s'amorce le déplacement du fluide de la couche dans le puits et le fluide remonte vers le sabot des tubes de pompage pour être porté à la surface du jour. La pression stabilisée que l'agent comprimé exerce sur la tête s'appelle *pression de service* ; elle est toujours inférieure à la pression de démarrage.

§ 5. Modes de diminution des pressions de démarrage

Lorsque l'agent moteur a chassé le fluide des tubes à air ou de l'espace annulaire tubage-tubes de pompage pour venir jusqu'au sabot, la pression de démarrage correspond à la pression de la colonne du fluide à densité ρ dans les tubes de pompage

$$p_{\text{dém}} = L\rho g. \qquad \text{(XVIII.8)}$$

La pratique de chantier témoigne que dans la plupart des cas les pressions de démarrage sont si grandes que les compresseurs stationnaires sont incapables de les produire ; aussi recourt-on à d'autres méthodes.

Changement du système central du tubing pour le système annulaire. En utilisant cette méthode, l'agent comprimé est injecté d'abord dans les tubes de pompage, et le mélange gaz-pétrole sort par l'espace annulaire. Après l'éjection du mélange gaz-pétrole le système central du tubing est changé pour le système annulaire.

La diminution de la pression de démarrage est fondée sur le fait que le volume du fluide chassé des tubes de pompage est peu grand et détermine une croissance négligeable de la colonne de fluide dans les espaces annulaires tubage-tubes de la colonne extérieure et des tubes de la colonne extérieure-tubes de la colonne intérieure.

La *chasse du fluide dans la couche* s'emploie pour les puits qui ont décapé les couches à perméabilité élevée, couches qui absorbent bien le fluide. Le gaz ou l'air sont refoulés simultanément dans les tubes de pompage et à air jusqu'à la pression maximale que peut assurer le compresseur. Les vannes des conduites de gaz et d'écoulement sont alors fermées pour laisser pendant quelques heures le puits sous pression. Pendant ce temps la couche absorbe un certain volume de fluide, et le niveau de celui-ci dans le puits baisse. La pression du gaz baisse, elle aussi. Ensuite, on injecte de nouveau l'agent moteur dans le puits et l'espace annulaire (la vanne de sortie de l'appareillage de tête étant ouverte). On parvient parfois à chasser ainsi la colonne de fluide restante et à faire démarrer le puits.

Descente progressive supplémentaire des tubes de pompage. Dans ce cas les tubes de pompage sont descendus à la profondeur, à laquelle le compresseur permet de chasser la colonne de fluide à partir du puits. Après la chasse, le compresseur est débranché, l'arbre de Noël démonté, pour rallonger rapidement les tubes de pompage (généralement, de 30 à 50 m). Ensuite, on chasse de nouveau au compresseur la colonne de fluide. L'opération est reprise tant que les tubes de pompage descendent à la profondeur prévue et s'amorce l'exploitation normale du puits. Ce mode s'emploie pour des puits aux couches de faible productivité (pour que le niveau de fluide monte assez lentement).

Refoulement simultané dans le puits du pétrole et de l'agent moteur (émulsionnage du fluide à l'air). Ce procédé est fondé sur la diminution de la densité du fluide émulsionné. A travers un mélangeur spécial le gaz (l'air) est refoulé dans l'espace annulaire. A mesure que la pression baisse, on diminue le refoulement du pétrole pour augmenter celui du gaz (de l'air).

Utilisation des manchons de service et des valves de démarrage. Pour assurer un démarrage progressif, on utilise des manchons spéciaux avec des trous de 1 ou 2 mm de diamètre. Un ou plusieurs manchons de ce type sont fixés à la colonne des tubes de pompage à une distance définie (cf. fig. XVIII.2, *b*) sous le niveau du fluide. Lorsque l'agent moteur est refoulé dans les tubes à air, le niveau du fluide baisse jusqu'au manchon. En passant par le trou de ce dernier, l'agent moteur vient dans les tubes de pompage, émulsionne le fluide et diminue sa densité. Il en résulte un déversement du fluide et sa projection partielle par la conduite d'écoulement. La pression dans l'espace annulaire tombe. En poursuivant l'injection de l'agent moteur, on remonte la pression qui repousse le niveau du fluide jusqu'au manchon suivant ou au sabot des tubes de pompage.

Les manchons permettent d'obtenir un démarrage progressif. Mais ils deviennent inutiles pendant l'exploitation en imposant un débit accru de l'agent moteur.

Pour éviter un débit excessif de l'agent moteur et assurer un démarrage progressif, on utilise également des valves de démarrage. Une telle valve, ouverte pendant la chasse du fluide, se ferme automatiquement une fois que l'agent moteur passe par le trou de démarrage et le fluide est éjecté des tubes de pompage. Pendant l'exploitation la valve reste fermée, ce qui élimine les pertes en agent moteur. Les valves de démarrage sont réparties suivant le même principe que les manchons de service. La distance entre elles doit rendre possible la chasse du fluide sous la pression maximale fournie par le compresseur.

§ 6. Distribution de l'agent moteur suivant les puits

Pour le puisage au gaz, on utilise une ou deux stations équipées de compresseurs, machines qui compriment l'air ou le gaz jusqu'à la pression donnée. Dans les chantiers, on emploie des compresseurs à piston à deux et à trois étages assurant une pression de service allant jusqu'à 5 MPa, d'une productivité sous cette pression allant jusqu'à 21 m^3/mn.

L'agent moteur (air, gaz) refoulé par les compresseurs des stations, canalisé par les conduites, arrive sur les réseaux de distribution (abris). Chaque réseau de distribution dessert 4 à 30 puits répartis sur le terrain adhérent.

L'élément principal d'un réseau de distribution de gaz est la batterie constituée de plusieurs sections identiques, séparées par des vannes. Une batterie compte une à huit sections suivant le nombre de puits branchés. La figure XVIII.5 schématise la section d'un réseau à trois collecteurs (de démarrage *3*, à pression moyenne *1* et basse *2*) alimentés par les conduites principales correspondantes liées aux stations de compression. L'agent moteur comprimé (air,

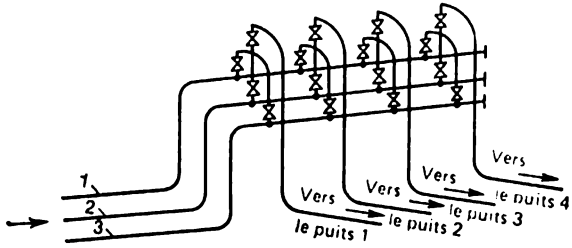


Fig. XVIII.5. Schéma d'une section de la batterie de distribution du gaz

gaz) peut être canalisé à l'aide d'un système de valves de réglage à partir du collecteur vers n'importe quel puits. Une valve de réglage permet de varier dans de larges limites la quantité de gaz à laisser passer.

Les abris des réseaux de distribution d'air et de gaz se font en matériaux réfractaires. Par ailleurs, si l'agent moteur est le gaz, l'abri du réseau doit comporter un bon système de ventilation.

L'air et le gaz doivent être bien séchés pour prévenir la formation des bouchons de glace et d'hydrates dans les conduites. La séparation et l'élimination de l'humidité et des condensats se font à l'aide des déshydrateurs montés devant le réseau de distribution. Le liquide accumulé par les déshydrateurs est évacué par les conduites de balayage. Dans les saisons des températures de l'air inférieures à zéro (automne, hiver), l'agent moteur est chauffé dans des fours spéciaux (à vapeur, à eau, à gaz, électriques), pour parer à la congélation des conduites et des batteries.

Le réglage de l'alimentation en agent moteur des puits étant assuré par les valves, ce sont les mécanismes les plus responsables des réseaux de distribution de gaz. Les valves peuvent servir pour la fermeture et le réglage. Les valves de fermeture sont placées sur les dérivations des conduites principales, et les valves de réglage, sur les dérivations qui vont directement aux puits. Les valves de fermeture se distinguent de celles de réglage par la section de passage plus grande et la conicité du clapet à pointeau plus faible.

La quantité d'agent moteur refoulée par une batterie de distribution vers les puits est mesurée à l'aide des manomètres enregistreurs à diaphragme.

Le régime de travail d'un puits gas-lift est réglé surtout en faisant varier l'alimentation en agent moteur. Dans l'abri du réseau de distribution de gaz, on affiche pour chaque puits des tableaux indiquant les pressions à observer par chaque puits sur le manomètre enregistreur.

De nos jours, le réglage de l'amenée de l'agent moteur est rendu automatique. A cet effet, au lieu des valves de réglage les sections des batteries comportent des clapets de réglage. La tige du clapet est liée à la membrane poussée du côté opposé par le gaz (l'air) comprimé. Lorsque la pression de ce gaz augmente, la membrane fléchit et pousse la tige avec le clapet. La section par laquelle passe l'agent comprimé diminue et le débit de l'agent devient plus faible. Avec la chute de la pression, le ressort sous la membrane tend à se détendre et pousse la membrane et la tige avec le clapet qui lui est relié, en ouvrant un accès plus large à l'agent moteur.

Le réglage automatique du puisage au gaz montre que par rapport au réglage manuel, il permet pratiquement d'enregistrer 10 à 20 % d'économie de l'agent moteur, alors que les débits des puits augmentent en moyenne de 4 ou 5 % sous l'effet du changement au moment opportun de l'amenée de l'agent moteur dans les puits. La période de travail entre les réparations des puits à puisage au gaz augmente et le travail des opérateurs devient plus facile.

§ 7. Exploitation intermittente des puits à puisage au gaz

Lorsque les pressions de gisement et les niveaux dynamiques sont bas et, donc, les tubes de pompage sont descendus sous le niveau seulement à 20 ou 25 %, l'emploi du puisage au gaz avec alimentation continue en agent moteur cesse d'être raisonnable, le débit spécifique de l'agent moteur étant trop élevé. Par débit spécifique de l'agent, on entend sa quantité nécessaire pour remonter une tonne de fluide. Dans ce cas, il est parfois avantageux de faire appel à la méthode intermittente de l'exploitation, lorsque l'agent moteur est refoulé à des intervalles de temps définis.

Voici la description élémentaire d'une telle exploitation. L'agent moteur est injecté dans l'espace annulaire tubes de pompage-tubage. Le fluide vient alors dans les tubes de pompage pour être éjecté à la surface. Après l'éjection du fluide, l'amenée de l'agent moteur est coupée, l'espace annulaire est relié à la conduite d'écoulement, le fluide s'accumule progressivement dans le puits. Ensuite, on refoule de nouveau l'agent moteur dans l'annulaire et chasse le fluide. Ce schéma d'une exploitation intermittente présente des inconvénients:

1) pendant la chasse du fluide à partir de l'espace annulaire la pression de fond dépasse celle de gisement et provoque une filtration partielle du fluide du puits dans la couche;

2) l'énergie de l'agent moteur n'est pas utilisée complètement, du fait qu'après la cessation de son amenée dans le puits il passe de l'espace annulaire suivant la conduite d'écoulement dans le séparateur, en augmentant son débit spécifique.

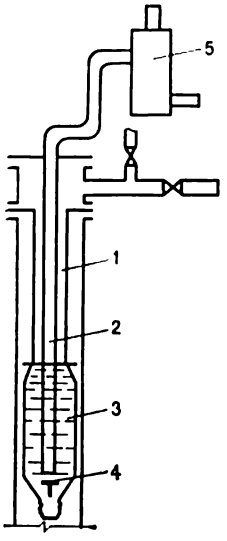


Fig. XVIII.6. Schéma de montage de la pompe d'accumulation prévoyant la coupure de l'amenée de l'agent moteur à la surface

Ces inconvénients sont levés en partie par l'utilisation d'un tubing intermittent muni d'une chambre d'accumulation (fig. XVIII.6) appelée encore pompe d'accumulation.

Dans le puits, on descend deux colonnes de tubing *1* et *2* munis de pompe d'accumulation *3*. Le diamètre de cette pompe est de 89 ou 114 mm, et son hauteur, 90 m. Elle est fixée au sabot de la colonne extérieure *1* du tubing ; il en résulte l'accumulation du fluide en provenance de la couche. Une fois qu'un volume défini de fluide s'est accumulé, on refoule l'agent moteur dans l'espace annulaire colonne extérieure (tubing de 73 mm) - colonne intérieure (tubing de 48 mm), le clapet de réception *4* se ferme et le fluide arrive de la pompe d'accumulation dans le tubing de 48 mm. A l'instant où le fluide s'engage dans la conduite d'écoulement, l'amenée de l'agent est coupée automatiquement et le mélange gaz-pétrole arrive dans le séparateur de gaz *5*. Ensuite, après le temps nécessaire pour que le fluide s'accumule dans la pompe, l'automate s'engage et l'agent moteur chasse de nouveau le fluide de la pompe d'accumulation. Le cycle reprend. Le nombre de cycles varie de un à six par heure.

Le tubing d'accumulation est prévu pour descendre jusqu'à une profondeur de 1800 m et fournir une productivité de 50 t/j.

§ 8. Tubing à piston

Pour diminuer les pertes de poussée par glissement du gaz et augmenter le rendement du gas-lift dans les puits à basse pression de gisement, on emploie le tubing à piston (fig. XVIII.7).

Dans la colonne de tubing on place le piston *2*, dont la partie inférieure porte le clapet de retenue *7*. Sous l'action de la pesanteur le clapet *7* s'écarte de la selle *6* et le piston tombe suivant la colonne de tubing. Lorsque le piston atteint l'amortisseur *5*, le clapet sous l'action du gaz dégagé par le pétrole ferme le trou de la selle. Ensuite, sous la poussée du gaz et du liquide en provenance de la couche, le piston monte vers la tête de puits et chasse le liquide et le gaz qui

se trouvent au-dessus. Une fois que le piston monte plus haut que la conduite d'écoulement *3*, la pression dans les tubes de pompage tombe brusquement, et, après le choc contre l'amortisseur *1*, le piston retombe suivant la colonne de tubing dans le puits.

Lorsqu'on utilise un tubing à piston le fluide arrive à partir du puits par des portions isolées dont le volume est réglé par la hauteur de la submergence du tubing sous le niveau du fluide dans le puits, ainsi qu'en modifiant la section de passage de la vanne montée sur la conduite d'écoulement.

Pour les tubing de 63 mm de diamètre, la masse du piston est d'environ 6 kg, le jeu entre les parois du tube et le piston étant de 1,5 à 2 mm.

Dans le cas de l'extraction du pétrole paraffineux, le piston nettoie les parois des dépôts de paraffine. Le travail du tubing à piston n'est pas pratiquement influencé par la présence du sable en provenance de la couche.

Le piston peut être utilisé dans le gas-lift intermittent (amenée intermittente de l'agent moteur), ainsi que dans les puits éruptifs dans le cas où la venue du gaz au fond est importante.

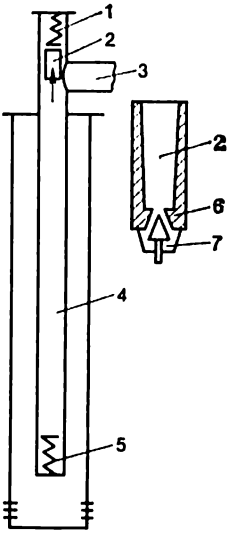


Fig. XVIII.7. Schéma de principe du fonctionnement du tubing à pompe à piston

§ 9. Gas-lift sans compression

Si le champ de pétrole ou son voisinage comporte des couches de gaz à pressions élevées et si les réserves d'un tel gaz sont assez grandes, il n'est que naturel d'utiliser son énergie pour remonter le fluide dans les puits de pétrole, dont l'éruption a cessé par suite de la baisse de la pression de gisement.

Le mode de la remontée du fluide sous la poussée du gaz naturel de haute pression s'appelle *gas-lift sans compression* ou *puisage au gaz sans compression*.

Le gaz produit à partir de tels puits, après son séchage dans des séparateurs, vient dans le réchauffeur, d'où il est canalisé vers le réseau de distribution et, ensuite, vers les puits.

L'équipement des puits et des réseaux de distribution de gaz ne se distingue pas de celui employé dans le puisage au gaz comprimé. L'échauffement du gaz rend impossible la formation des bouchons d'hydrates lorsque la pression baisse par suite de la détente du gaz.

L'exploitation du gas-lift sans compression est toujours économique si l'on dispose de gaz à pressions élevées non utilisé pour d'autres

besoins de l'économie nationale et si ce gaz, après la remontée du pétrole, peut être utilisé comme combustible ou matière première des usines de gaz et d'essence ou de suie.

§ 10. Entretien des gas-lifts

Il consiste à contrôler systématiquement la correspondance du débit réel de l'agent moteur à celui de calcul, à observer le bon état de l'étanchéité de l'équipement de la tête de puits, des conduites d'écoulement, des réseaux de collecte de gaz et de pétrole du chantier, ainsi que de tout le matériel employé dans le puisage au gaz.

Tous les incidents remarqués doivent être éliminés sur le champ. Dans le cas des perturbations sérieuses de l'appareillage de la tête de puits, par exemple, dans celui des fuites dans les bridages et autres accouplements, la corrosion de l'armature, le puits doit être arrêté immédiatement jusqu'à l'élimination de ces dérangements.

La zone voisine de la tête de puits doit toujours être propre, il faut éliminer toutes les traces de gas-oil et des accumulations de pétrole. L'armature et les constructions associées au puits doivent être peintes d'une couleur claire, ce qui contribue à maintenir l'ordre et la propreté dans la zone du puits.

§ 11. Technique de sécurié dans l'exploitation des puits éruptifs et des gas-lifts

Les opérateurs qui desservent les puits éruptifs et les gas-lifts ont affaire à l'appareillage de la tête de puits, les tuyauteries, les séparateurs et autre équipement mis sous pression et souvent très élevée.

L'entretien de l'équipement travaillant sous pression est dégagé par les règles de sécurité en une catégorie particulière présentant un danger accru. Ceci fait que les opérateurs qui desservent de telles installations doivent non seulement bien connaître, mais encore observer rigoureusement ces règles.

La prescription fondamentale imposée à l'équipement est qu'il doit tout entier être normalisé. Cette même prescription rend inadmissible toute réfection de l'équipement dans les conditions du chantier. C'est le gage d'une qualité et d'une fiabilité élevées et, par suite, de la sécurité poussée de l'équipement de chantier qui travaille sous pression.

D'après la deuxième prescription, la pression de service de l'équipement ne doit pas être inférieure à la pression maximale prévue pour l'exploitation des puits. Indépendamment de la pression à laquelle fonctionne l'équipement, les bridages doivent être toujours munis du jeu complet de goujons.

Pour la révision et les travaux dans la zone de la partie supérieure de la tête d'éruption (remplacement du manomètre, de la duse, etc.), le derrick doit avoir des plates-formes spéciales et des échelles protégées par des gardes-corps.

Les conduites d'écoulement aériennes doivent reposer sur des appuis bien fermes pour prévenir leur chute pendant les travaux de désaccouplement et de réparation, ainsi que pour parer aux vibrations des conduites d'écoulement résultant de l'amenée irrégulière du fluide et du gaz à partir du puits.

Tout l'équipement mis sous pression, ainsi que les conduites de la collecte du pétrole et du gaz doivent subir des essais hydrauliques sous une pression une fois et demie supérieure à la valeur de la pression maximale prévue pour le service.

Pour prévenir les traumatismes, il faut, avant de remplacer une duse ou une tubulure de duse, canaliser le courant des fluides refoulés par le puits dans une conduite de réserve. Ensuite, après avoir fermé les vannes correspondantes, il faut, par une valve spécialement établie à cet effet, baisser jusqu'à la valeur atmosphérique la pression de la conduite en amont de la duse.

Au cours du travail les opérateurs sont censés de veiller à l'étanchéité du manifold de la tête de puits, ainsi que des séparateurs, de la tuyauterie et d'autre matériel sur le terrain du chantier, qui leur est affecté. Il est obligatoire pour les opérateurs de vérifier le bon état de l'appareillage de fermeture, de prévention et de réglage. Toutes les défaillances remarquées doivent être liquidées sur le champ. Si ceci est impossible, le puits doit être arrêté.

Les bouchons hydratés et de glace, apparus dans l'équipement de la tête de puits, les conduites de gaz et les appareils, doivent être supprimés soit en introduisant des agents correspondants, du méthanol, par exemple, soit par chauffage de l'extérieur à la vapeur ou l'eau chaude. *Il est strictement interdit de chauffer à la flamme nue.*

Dans le cas du déclenchement d'une éruption incontrôlée, toutes les transmissions électriques de la zone gazeuse doivent être coupées, tous les foyers techniques et des locaux éteints, les moteurs à combustion interne débranchés, les déplacements sur toutes les routes adhérentes au puits en éruption arrêtés.

Les réseaux de distribution de pétrole et de gaz qui rendent possible l'accumulation des gaz et des vapeurs de pétrole par suite des fuites dans les bridages, les graisseurs des valves et des vannes présentent un grand danger d'explosion. Les locaux de ces réseaux doivent être munis de bons ventilation et éclairage à exécution antidéflagrante.

Sur le terrain des chantiers de pétrole et de gaz, *il est permis de fumer seulement dans des endroits spécialement prévus à cet effet et équipés de façon correspondante.*

Chaptire XIX

EXPLOITATION DES PUITS EN POMPAGE

Le mode de soutirage du pétrole à l'aide des pompes descendues dans le puits est le plus répandu. Ces dernières années on a créé du matériel puissant qui permet d'étendre sensiblement le domaine d'utilisation des puits en pompage. Ainsi, les pompes à tige permettent d'extraire le pétrole à partir d'une profondeur allant jusqu'à 3000 m. Les pompes de fond rendent possible la production de 1 à 500 t/j de pétrole à partir des puits tubés par des colonnes de 146 mm de diamètre. Pourtant, dans la plupart des cas, l'exploitation des puits en pompage est appliquée dans le cas des débits faibles et moyens.

Dans la pratique de chantier, on recourt largement aux pompes centrifuges électriques immergées, lorsqu'il faut assurer un soutirage intense du fluide à partir des horizons productifs profonds, ainsi que des puits à eaux de formation agressives.

§ 1. Pompes de fond à tige

Ce sont des pompes à plongeur de construction spéciale, adaptées au travail dans des puits à grande profondeur. Ces pompes sont actionnées depuis la surface par la colonne des tiges spéciales, d'où leur nom de *pompes de fond à tige*.

Une installation de forage à pompes à tige (fig. XIX.1) se compose de la pompe, de la colonne de tiges et du balancier (tête de cheval) établi en surface près de la tête de puits. Le cylindre *1* de la pompe est placé à l'extrémité du tubing (tubes de pompage) *4* descendu dans le puits, alors que le piston *2* de la pompe est fixé à la colonne de tiges *3*. La tige supérieure est liée à la tête *7* du balancier *8* par une suspension flexible (à chaîne ou à câble). A la tête de puits, le tubing (les tubes de pompage) porte le té *5* à graisseur *6* qui prévient les fuites d'huile le long de la tige de graisseur en mouvement, qui est la tige supérieure de la pompe. Le té comporte au milieu une dérivation, par laquelle le fluide soutiré du puits est canalisé dans la conduite d'écoulement.

Le mécanisme de l'installation transforme la rotation de l'arbre du moteur électrique *11* en mouvement oscillant du balancier *8*. La rotation de l'arbre du moteur entraîne à l'aide de la transmission démultiplicatrice (courroie trapézoïdale et réducteur à engrenages) la coulisse *10* et la bielle *9* accouplée au balancier *8*. Les oscillations du balancier par rapport à son support communiquent donc un mouvement alternatif aux tiges et au piston de la pompe de fond.

La pompe de fond travaille de la façon suivante. Lorsque le piston se déplace en haut (fig. XIX.2, *a*), le clapet d'admission inférieur s'ouvre sous la pression du fluide d'en-dessous, et le fluide s'en-

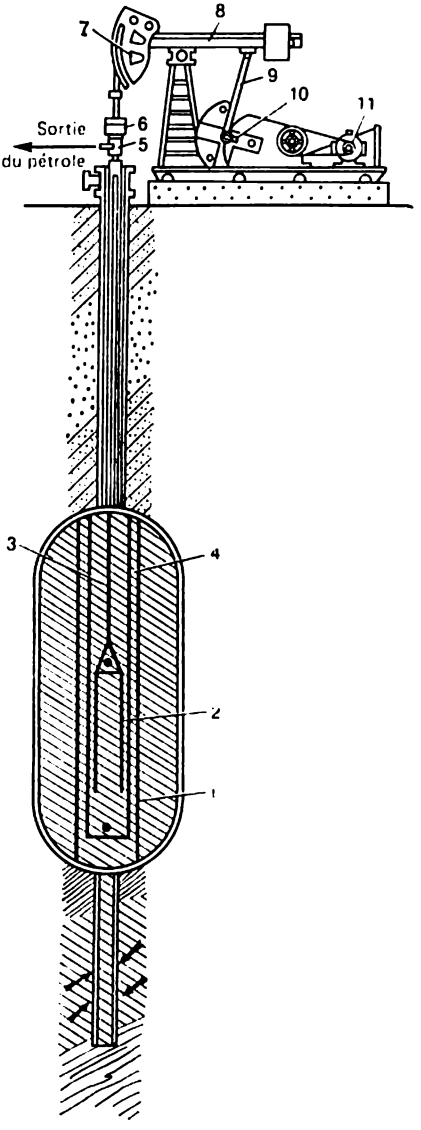
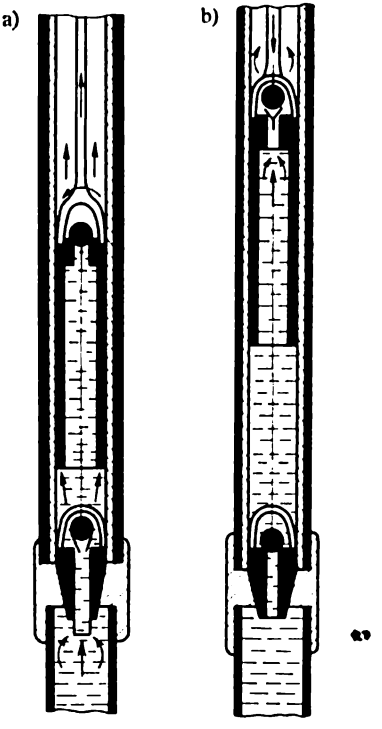


Fig. XIX.1. Schéma de fonctionnement de la sondeuse à balancier

Fig. XIX.2. Fonctionnement schématisé de la pompe de fond



gage dans le cylindre de la pompe. Le clapet de refoulement est fermé sous l'action de la colonne de fluide situé dans le tubing. C'est ainsi que le fluide monte dans le tubing. Lorsque le piston se déplace

en bas (fig. XIX.2, *b*), le clapet d'admission inférieur se ferme sous la pression de la colonne de fluide au-dessus du piston, alors que le clapet de refoulement supérieur s'ouvre et le fluide passe du cylindre dans le tubing. Par conséquent, lorsque le piston se déplace en haut, le fluide est aspiré dans l'enceinte du cylindre, tout en montant simultanément dans la colonne du tubing, alors qu'en se déplaçant en bas, le fluide est chassé de l'enceinte du cylindre dans le tubing. Ce travail du piston le caractérise comme un piston à simple effet.

§ 2. Productivité des pompes de fond

La quantité de fluide refoulée par la pompe par unité de temps de fonctionnement continu s'appelle *productivité*. Dans l'industrie du pétrole la productivité des pompes de fond est déterminée pour un jour et elle s'exprime généralement en unités de poids ou tonnes par jour.

En un va-et-vient (mouvement du piston en haut et en bas) la pompe refoule une quantité de fluide égale au volume du cylindre sur la longueur de la course du piston: $V = FS_{pl}$, où F est l'aire de la section du piston; S_{pl}, la longueur de sa course.

Pour n courses de piston par minute, la productivité par minute sera $V_{mn} = FS_{pl}n$. La productivité journalière s'obtient en multipliant la productivité par minute par le nombre de minutes en 24 heures (1440): $V_j = 1440\ ES_{pl}n$.

La productivité en unités de poids s'obtient en multipliant le volume du fluide obtenu en 24 heures par la densité du fluide:

$$V_j = 1440\ FS_{pl}n\rho, \qquad \text{(XIX.1)}$$

(ρ, la densité relative du fluide).

Cette productivité est dite *théorique*. D'après la formule (XIX.1), on obtient la productivité pour le remplissage complet de la pompe et l'absence des fuites de fluide dans la pompe elle-même et les tubes de pompage.

La productivité réelle est toujours plus petite que sa valeur théorique, à l'exception des puits où le fluide jaillit à travers la pompe. Le quotient de la productivité réelle par sa valeur théorique s'appelle *coefficient de refoulement de la pompe*. Il définit le travail de la pompe, compte tenu de tous les facteurs qui altèrent sa productivité.

§ 3. Facteurs intervenant dans la productivité des pompes de fond

Aux facteurs, qui influent sur la productivité des pompes, on rapporte l'influence du gaz, les fuites de fluide dans la pompe, la déshermétisation des tubes de pompage, le nombre d'oscillations et

la longueur de la course du piston, la non-correspondance de la longueur de la course du piston à celle de la tige du graisseur.

Influence du gaz libre. Le gaz libre, en occupant une partie du cylindre de la pompe, réduit son remplissage en fluide. C'est en cela que consiste l'influence du gaz sur la productivité de la pompe. L'intensité de cette action néfaste du gaz dépend de sa teneur dans le fluide pompé, ainsi que du volume de l'espace entre les clapets mobile et fixe en position inférieure du piston. Cet espace existe dans toutes les pompes et on dit que c'est un *espace mort* (*nuisible*).

Le rapport entre le volume de fluide amené réellement au-dessous du piston et le volume théorique décrit par le piston lors de sa course en haut s'appelle *coefficient de remplissage de la pompe.* Lorsque le piston achève son mouvement en bas, le gaz et le pétrole qui remplissent l'espace mort subissent la pression de la colonne de fluide dans les tubes de pompage. Dans ce cas, le volume du gaz libre diminue sous l'effet de sa compression et dissolution dans le pétrole. Lorsque le piston se déplace en haut, le clapet fixe est fermé. Le gaz se dilate par suite de la baisse de pression dans l'enceinte du cylindre et occupe un certain volume en réduisant le coefficient de remplissage.

Le coefficient de remplissage β, exprimé en fonction de la quantité de gaz amenée dans la pompe et le volume de l'espace mort, se calcule d'après la formule

$$\beta = (1 - KR)/(1 + R), \qquad \text{(XIX.2)}$$

où $R = V_g/V_p$ est le rapport du volume de gaz V_g et du pétrole V_p amenés dans la pompe sous la pression du puits; $K = V_m/V_h$ est le rapport du volume de l'espace mort V_m à l'espace V_h décrit par le piston dans sa course en haut.

La formule (XIX.2) entraîne que le coefficient de remplissage β est d'autant plus grand, que K est plus petit, que le volume de l'espace mort est plus petit et la course du piston est plus grande. Le coefficient β est d'autant plus petit que le volume de gaz qui remplit la pompe est plus grand.

Ainsi, pour mener une lutte efficace contre l'influence du gaz, il faut diminuer le volume de l'espace mort (ce qui s'obtient généralement en plaçant le clapet fixe dans la partie inférieure du piston), augmenter la longueur de la course du piston, la profondeur de l'immersion de la pompe sous le niveau dynamique (ce qui entraîne l'augmentation de la pression à l'admission de la pompe et la diminution du volume de gaz amené dans la pompe) et mettre en place à l'admission des dispositifs spéciaux (ancres de gaz) qui assurent l'évacuation partielle du gaz de la pompe dans l'espace annulaire tubing-tubage.

Les *fuites de liquide par la pompe* apparaissent par suite de l'usure des surfaces actives du piston, du cylindre et des clapets, qui augmente le jeu entre ces surfaces et conduit ainsi à la croissance des

fuites. L'usure des pièces de la pompe est particulièrement intense dans les puits dont la production contient du sable, des eaux de gisement agressives et l'hydrogène sulfuré.

En service, une pompe subit la pression complémentaire de quelques MPa sous l'action de la colonne de fluide dans le tubing. Sous ces pressions, les fuites de fluide peuvent être importantes, du fait qu'en remplissant la partie de l'espace du cylindre libéré par le piston, le fluide diminue le volume de venue du fluide frais en provenance de la couche.

Pour réduire les fuites entre les parois du piston et du cylindre, il faut que leur ajustement soit très soigné. Ordinairement, l'ajustement du piston et du cylindre est retenu en fonction des conditions d'exploitation du puits. On sait que la dilatation thermique du piston et du cylindre diffèrent. Un piston en acier se dilate plus fort que le cylindre en fonte ; aussi, lors du soutirage du pétrole applique-t-on un ajustage fort, alors que pour soutirer du pétrole chaud, un ajustage faible. Le degré d'ajustage du piston dépend également du pouvoir de lubrification du pétrole: les pétroles à huile admettent l'emploi d'une pompe avec un ajustage plus rigoureux que les pétroles légers à essence.

La *déshermétisation des tubes de pompage* diminue le coefficient de refoulement d'une pompe. Les causes principales des fuites du fluide par les tubes de pompage sont le mauvais vissage des filetages, l'encrassement des filets ou leurs défauts, les fissures et autres orifices dans le corps du tubing. Ceci fait que lors de la descente de la colonne de tubing dans le puits, il faut veiller à l'état des filets et de la surface extérieure des tubes, nettoyer les filets, employer des graisses et visser soigneusement les accouplements filetés en assurant leur serrage avec l'effort prévu.

Nombre de va-et-vient et longueur de la course du piston. La formule (XIX.1) montre que plus le nombre d'oscillations (de va-et-vient) par minute est grand, plus la productivité de la pompe est élevée. En fait, l'augmentation du nombre d'oscillations améliore la productivité jusqu'à une limite définie, puisque leur grand nombre fait croître la vitesse du piston et le fluide ne parvient pas à remplir le volume libéré du cylindre. Le remplissage insuffisant de cylindre non seulement réduit le coefficient de refoulement de la pompe, mais influe sur le fonctionnement de toute l'installation de pompage: dans son mouvement en bas le piston frappe le fluide en ébranlant les tubes de pompage, les tiges et en rendant irrégulière la charge subie par le mécanisme du balancier.

On considère que 15 à 18 va-et-vient par minute est un nombre limite. Pour augmenter la productivité de la pompe, il vaut mieux allonger la course du piston en diminuant le nombre d'oscillations.

Différence des longueurs de la course du piston et de la tige de graisseur. Pour calculer la productivité d'une pompe de fond, la valeur

de la course retenue du piston est égale à la valeur du déplacement du point d'attache de la tige polie, mesuré en surface. En fait, la longueur de la course du piston est inférieure au déplacement de ce point. Ceci est dû à la présence des déformations élastiques des tiges et du tubing. Ainsi, la course en haut étend les tiges, et la course en bas les comprime. Il en est de même pour le tubing. A mesure que la profondeur du point d'attache de la pompe augmente, la course du piston perd de plus en plus en longueur.

L'action globale des facteurs mentionnés peut être importante et repousser le coefficient de refoulement jusqu'à 0,1 et plus.

Le travail de l'installation de pompage est satisfaisant si $Q_{\text{réel}}/Q_{\text{théor}} \geqslant 0{,}6$, c'est-à-dire si son coefficient de refoulement n'est pas inférieur à 0,6.

§ 4. Pompes à tige des puits de pétrole

D'après leur construction et le mode de mise en place dans le puits, les pompes à tige forment deux groupes principaux, celui des pompes non montées entières (à tube) et des pompes montées entières.

Les pompes non montées entières sont descendues dans le puits par parties, le cylindre fixé au tubing alors que le piston assemblé avec les clapets d'admission et de refoulement est attaché aux tiges. Pour extraire cette pompe du puits, on retire d'abord le piston avec les clapets fixés aux tiges, puis, le cylindre fixé au tubing.

Les pompes montées entières sont descendues dans le puits assemblées (le cylindre avec le piston) et fixées aux tiges. On les retire du puits également assemblées. La pompe montée entière est fixée dans les tubes de pompage par un verrou spécial monté au préalable dans le tubing. Les avantages des pompes montées entières par rapport aux pompes qui ne le sont pas consiste en une économie notable de temps pour le remplacement des pompes, ce qui est très important pour les puits profonds, où les manœuvres descente et montée des tiges et des tubes prennent beaucoup de temps.

Les pompes non montées entières peuvent être de deux types, à deux et à trois clapets. La pompe de la figure XIX.3, *a* comporte trois ensembles principaux:

1) cylindre *2*, chemise-rallonge *4* et selle du cône *6*;

2) piston *3* et clapet de refoulement à bille *1*;

3) clapet d'admission *5* avec tige *7* dont la tête se trouve à l'intérieur du piston.

En service, le piston se déplace dans le cylindre, et l'ensemble du clapet d'admission est immobilisé sur le cône de la selle. Lorsque le piston monte, la tête de la tige entre en contact avec le rebord du piston et le clapet d'admission monte avec le piston. Le fluide qui remplit les tubes de pompage s'écoule dans le puits. La montée du

piston ne provoque pas ainsi l'épanchement du pétrole à la surface et s'il s'est formé au fond un bouchon de sable, on peut le délaver en nettoyant la taille à travers le tubing.

On rapporte aux inconvénients de cette pompe le grand volume de l'espace mort entre les clapets supérieur et inférieur.

La pompe de la figure XIX.3, *b*, tout comme la pompe à trois clapets, comporte trois ensembles principaux, le cylindre, le piston et le clapet d'admission.

L'ensemble du cylindre est le même pour les deux pompes. L'ensemble du piston se distingue par un deuxième clapet de refoule-

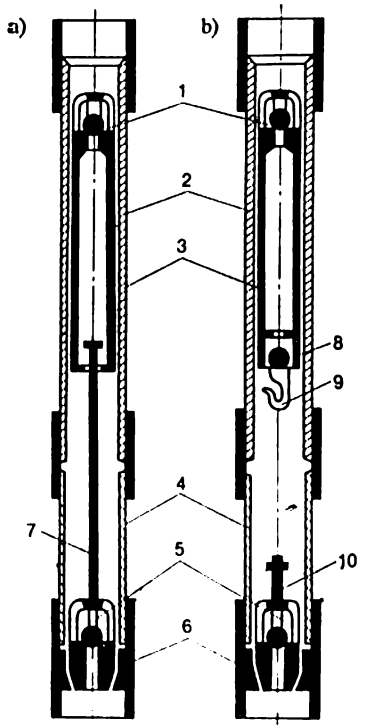


Fig. XIX.3. Pompe non montée en tière

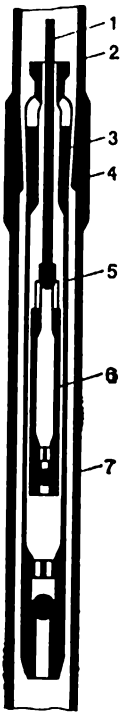


Fig. XIX.4. Pompe montée entière

ment *8* qui rend impossible l'utilisation de la tige pour extraire le clapet d'admission. Dans cette construction la tige est remplacée par un accrocheur spécial composé de manchon muni d'un crochet *9*. L'ensemble du clapet d'admission porte l'embout *10* percé à l'extrémité supérieure par une cheville transversale.

Pour remonter le clapet d'admission, on descend le piston à refus dans l'embout *10* et tourne les tiges dans le sens horaire. La cheville

de l'embout s'engage alors dans la fente de l'accrocheur qui l'entraîne. Pour mettre en place le clapet, on utilise également l'accrocheur: le piston avec le clapet suspendu sont descendus jusqu'à l'emplacement du clapet sur la selle, puis on tourne les tiges dans le sens antihoraire, pour dégager l'accrocheur.

En intercalant un deuxième clapet de refoulement, on peut presque dédoubler l'espace mort (par rapport à la pompe à deux clapets); aussi, dans le cas des puits à teneur élevée en gaz libre recommande-t-on d'employer des pompes à trois clapets.

Les pompes montées entières existent sous deux modifications: avec appui dans la partie supérieure et appui dans la partie inférieure. Les plus employées sont les pompes avec appui dans la partie supérieure.

Une pompe montée entière (fig. XIX.4) compte trois ensembles principaux: le cylindre, le piston et l'appui de verrou. L'extrémité inférieure du cylindre *5* porte fixé à demeure le clapet d'admission, et l'extrémité supérieure, le cône *3* qui sert d'appui à la pompe et qui assure la séparation entre l'intérieur du tubing au-dessus de la pompe et l'espace annulaire parois-tubage. Le cône d'appui porte le joint de guidage de la tige *1* du piston. Le piston *6* est attaché à la colonne de tiges par la tige *1* dont l'extrémité supérieure est filetée pour l'accoupler à la tige de la colonne. Le clapet de refoulement est placé à l'extrémité inférieure du piston, ce qui diminue le volume de l'espace mort. Sous l'appui *4* fixé dans la colonne de tubes de pompage *2* se trouve le tube de guidage *7* pour la mise en place de la pompe. Pour bloquer la pompe montée entière, on utilise un dispositif spécial, l'ensemble de l'appui de blocage qui comporte un verrou à ressort. La plupart des pièces des pompes de fond sont interchangeables.

§ 5. Eléments principaux des pompes de fond

Le *cylindre* est constitué d'un empilage de bagues isolées longues chacune de 300 mm. Les bagues en fonte modifiée sont utilisées pour les pompes non montées entières à diamètre de cylindre supérieur à 32 mm, les bagues en acier allié, pour toutes les autres pompes montées entières et non montées entières à diamètre des cylindres de 28 et de 32 mm.

Toutes les bagues subissent un trairement thermique, leur surface intérieure est rectifiée, les faces sont usinées de façon à assurer leur bonne adhérence et la coaxialité de tous les éléments.

Pour monter le cylindre, les bagues sont posées sur un mandrin calibré et sous cette forme engagées dans une gaine tubulaire pour y être serrées par les faces à l'aide d'un machon et d'un joint filetés, vissés sur la gaine. Puis, on dégage le mandrin. On obtient ainsi un cylindre continu à diamètre intérieur exactement calibré. Sui-

vant la destination et le type de la pompe, le cylindre peut compter de 2 à 27 bagues.

Les *pistons* se font à partir des tubes d'acier sans soudure. Quel que soit le cas, la longueur du piston est de 1200 mm, et l'épaisseur de sa paroi, de 5 à 9,5 mm (en fonction du diamètre). Les deux extrémités du piston sont filetées femelle pour recevoir les clapets, les

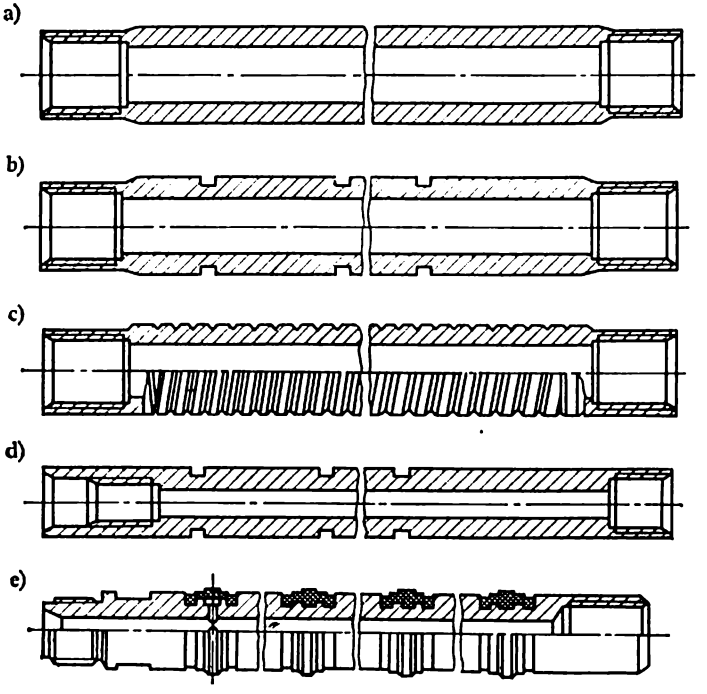


Fig. XIX.5. Pistons

raccords de réduction, etc. La surface extérieure du piston est rectifiée, chromée et, pour élever sa résistance à l'usure et à la corrosion, polie.

Les pistons à surface extérieure lisse (fig. XIX.5, *a*) s'emploient dans les pompes prévues pour refouler des fluides ne contenant pas d'impuretés mécaniques. En présence du sable le travail des pompes de fond se complique, le sable pénétrant dans le jeu entre le piston et le cylindre et endommageant leurs surfaces actives. Dans le cas d'une grande accumulation de sable, le piston peut être coincé dans le cylindre. Alors, le refoulement par la pompe se complique, du fait que le clapet d'admission est fermé et les tubes sont remontés, remplis de pétrole qui peut s'épancher en encrassant les postes des opérateurs et la surface du jour.

L'emploi des pistons à rainures (fig. XIX.5, *b*, *c*) élimine cet inconvénient. Le sable dans le jeu entre le piston et le cylindre est capté par les rainures, en prévenant ainsi l'usure des surfaces actives et le coinçage du piston. La présence des rainures améliore la lubrification des surfaces de frottement. Les rainures peuvent être annulaires (fig. XIX.5, *b*) et hélicoïdales (fig. XIX.5, *c*).

Pour les puits où le fluide contient beaucoup de sable, on emploie le piston de la figure XIX.5, *d*. Son extrémité supérieure possède un alésage long de 25 à 30 mm et un biseau taillé à l'intérieur. Suivant la longueur de l'alésage l'épaisseur des parois du piston est de 2 mm. En service, sous l'action de la pression, la partie amincie du piston se déforme et adhère bien à la paroi du cylindre. Le bord effilé taille alors les grains de sable qui tombent à l'intérieur du piston pour être emportés par le courant. A la surface d'un tel piston on taille également des rainures.

Pour refouler de l'huile fortement hydratée ne contenant pas de sable, on utilise des pistons à joint d'étanchéité en caoutchouc (fig. XIX.5, *e*). C'est que le refoulement d'un pétrole très hydraté provoque une usure rapide des pistons métalliques du fait de leur graissage insuffisant ; or, l'utilisation des joints de caoutchouc résout ce problème.

Pour les pompes à piston métallique, il existe quatre groupes d'ajustement : I — jeu de 0,0 à 45 μ ; II — de 45 à 70 μ ; III — de 70 à 120 μ ; IV — de 120 à 170 μ.

Les pompes des deux premiers groupes s'emploient pour refouler du pétrole léger (peu visqueux) à partir d'une grande profondeur ; les pompes du troisième groupe, pour la grande majorité des puits, et les pompes du quatrième groupe, pour l'huile visqueuse, ainsi que pour les puits humides.

Les *clapets* des pompes sont constitués d'une bille et d'une selle en acier allié thermiquement traités. Pour que la bille adhère exactement à la selle et rend impossibles les fuites de fluide, elle est rodée au biseau de la selle. Pour les pompes de tous les types et diamètres, on utilise les billes et les selles de sept dimensions, dont on compose les clapets d'admission et de refoulement.

Les pompes non montées entières à deux clapets se font à piston de 28, 32, 43, 55, 68 mm de diamètre et une course de 600 à 900 mm. Pour les pompes à trois clapets, il existe encore trois diamètres : 38, 82 et 93 mm. La longueur de la course du piston varie alors de 600 à 6000 mm. Pour les pompes montées entières le diamètre des pistons est de 28 à 68 mm, et leur course, de 900 à 6000 mm.

Toutes les pompes sont marquées aux symboles conventionnels portés à la peinture sur leur carter. Les symboles donnent leurs caractéristiques techniques sommaires.

Les *tiges de pompage* sont des barres d'acier de section circulaire (fig. XIX.6) de 16, 19, 22 et 25 mm de diamètre. Leur longueur

moyenne est de 8 m, les têtes de tiges sont filetées et comportent à l'extrémité un tronçon de section carrée pour assurer leur serrage par la clé. Pour permettre l'ajustage de la colonne de tiges, on a prévu des tiges raccourcies de 1000, 1500, 2000, 2500 et 3000 mm de long. Les tiges sont assemblées entre elles par des joints filetés. Le métal des tiges doit satisfaire à des prescriptions rigoureuses, du

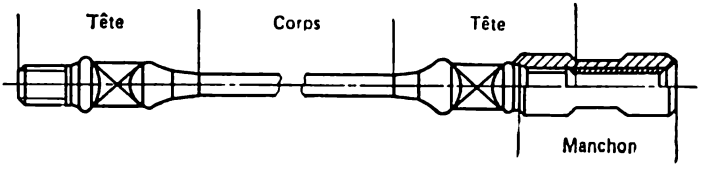


Fig. XIX.6. Tige de la pompe

fait qu'en service elles supportent des charges alternatives provoquant la fatigue du métal et se trouvent souvent dans un milieu corrosif.

Les tiges sont confectionnées à partir des aciers de plusieurs nuances. Celles en acier au carbone s'emploient pour les conditions de service relativement faciles dans un milieu non corrosif, alors que celles en acier au nickel-molibdène et chrome-molibdène, pour le service dans les conditions moyennes et pénibles.

Pour accroître la résistance, les tiges sont soumises au traitement thermique: normalisation (chauffage jusqu'à une certaine température et refroidissement à l'air), normalisation avec traitement ultérieur aux courants HF, normalisation suivie de trempe et revenu.

Les tiges sont livrées par lots. Les joints pouvant être vissés aux extrémités ou empaquetés dans des caisses. Pour protéger les filets, l'extrémité libre de la tige (filetée mâle) porte un chapeau, alors que le joint à filetage femelle, un bouchon de protection.

§ 6. Equipement de la tête de puits en pompage

Il est prévu pour maintenir les tubes de pompage, assurer l'étanchéité de la tête de puits, le soutirage du gaz de l'espace annulaire. L'équipement de la tête de puits (fig. XIX.7) se compose de plateau et de té à graisser; sur la bride de la colonne *1* on fixe le plateau *2* avec les tubes de pompage *3* qui lui sont suspendus. Dans le plateau sont pratiqués des canaux pour l'évacuation du gaz de l'espace annulaire et la mesure du niveau du fluide dans le puits. Le joint supérieur *4* des tubes de pompage reçoit par vissage le té *5* à dérivation établie au milieu et prévue pour canaliser le fluide. La partie supérieure du té porte la boîte du graisseur *6* prévue pour laisser

passer et rendre étanche la tige polie 7. La garniture du graisseur est serrée par le couvercle 8.

Sur les lignes d'écoulement et d'évacuation du gaz, on monte des vannes et des clapets de retenue qui rendent impossibles les fuites de fluide et de gaz dans le puits.

La tige polie c'est la tige supérieure de la colonne rattachée à la tête de balancier par un câble d'acier ou une chaîne mouflée à l'aide d'une suspension spéciale. La suspension à câble s'emploie également pour fixer le dynamographe lors de l'exploration des puits en pompage. Elles existent pour des charges de 30, 50 et 100 kN.

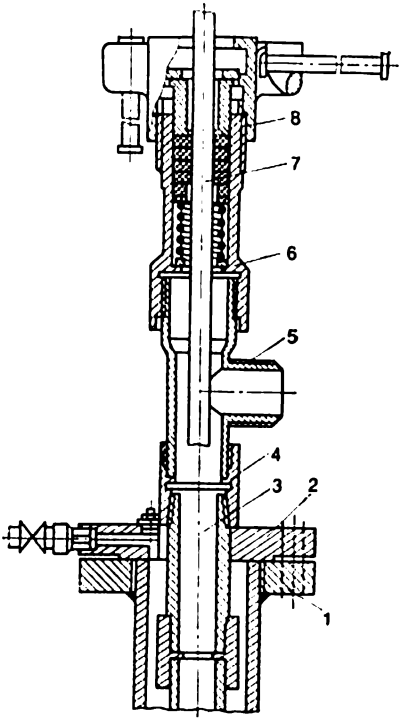


Fig. XIX.7. Equipement de la tête de puits en pompage

§ 7. Pompes à balancier

Le mouvement alternatif du train de tiges de pompage et du piston qui leur est accouplé est assuré par les pompes à balancier.

La pompe (fig. XIX.8) se compose de quatre ensembles, de l'ensemble fixe O_1O et de trois ensembles mobiles (manivelle OA, bielle AB et balancier (tête de cheval) BC). Le point A de la manivelle décrit un cercle de rayon r, et le point B (celui du raccordement de la bielle avec le balancier) se déplace suivant l'arc de rayon b, en effectuant des mouvements oscillants par rapport à l'axe O_1. En même temps, le point C effectue des mouvements oscillatoires en se déplaçant suivant l'arc de rayon a.

En U.R.S.S., les pompes à balancier sont sorties de treize dimensions types CK2-0, 6-250 ; CK3-1, 2-630 ; CK4-2, 1-1600 ; CK5-3-2500 ; CK6-2,1-2500 ; CK8-3,5-4000 ; CK12-2,5-4000 ; CK8-3,5-5600 ; CK10-3-5600 ; CK10-4,5-8000 ; CK12-3,5-8000 ; CK15-3,6-12 500 ; CK20-4,5-12 500.

Ces symboles signifient : CK8-3,5-4000 : pompe à balancier (CK) à charge admissible maximale à la tige polie 8 kN ; longueur maximale de la course de la tige polie 3,5 m ; couple moteur maximal sur l'arbre commandé du réducteur 4000 N·m.

Toutes les pompes à balancier sont de même type (fig. XIX.9) et se composent des éléments et ensembles principaux suivants: le cadre *14*, le chevalet *4*, le balancier dit tête de cheval *2* avec la tête

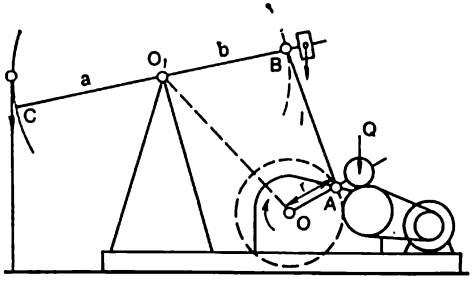


Fig. XIX.8. Schéma de la pompe à balancier

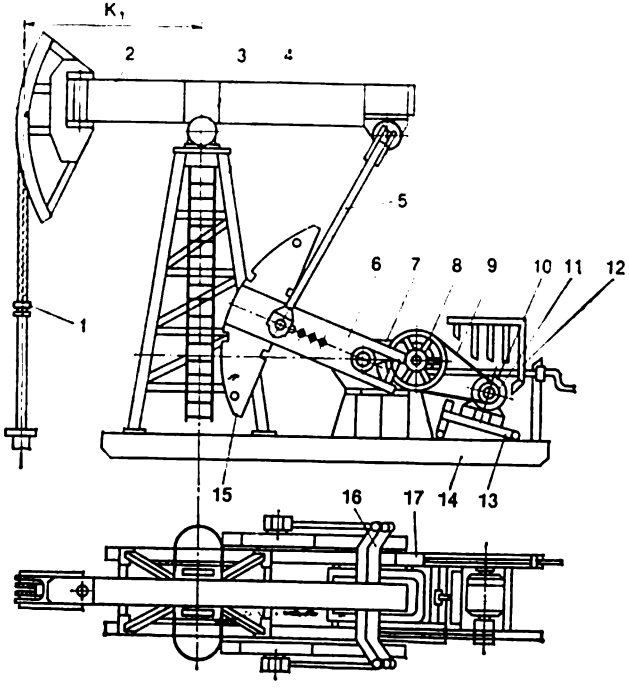


Fig. XIX.9. Pompe à balancier à réducteur

du réducteur *7* et deux manivelles *6*, auxquelles sont fixés les contrepoids *15* et les traverses *16* à deux bielles *5*. L'extrémité supérieure du chevalet *4* porte les butées *3* du balancier. La tête du balancier avec la suspension à câble *1* porte la partie frontale de rayon égal

à la longueur K_1 du bras avant du balancier. Ceci fait que le point de la suspension des tiges se trouve toujours exactement au-dessus de la tête de puits. La tête du balancier est articulée sur ce dernier, ce qui permet de la tourner à 180°, pour ne pas empêcher le mouvement du mouflage lors de l'entretien du puits. Au milieu du cadre de la pompe est placé, fixé par des boulons, le réducteur à double effet *7* du type fermé.

Sur les extrémités en saillie par rapport au corps du réducteur de l'arbre mené sont placées sur des clavettes deux manivelles métalliques massives à trous pratiqués pour recevoir les axes de la manivelle. Aux extrémités de l'arbre mené sont taillées deux rainures de clavette, placées sous un angle de 90°, qui rendent possible le changement de position des manivelles et par là même permettent de reporter la charge maximale sur les dents moins usées des pignons du réducteur. Chaque manivelle *6* porte deux contrepoids en fonte *15*, prévus pour équilibrer la pompe à balancier. Les contrepoids peuvent se déplacer le long de la manivelle, en modifiant ainsi la longueur du bras et la valeur du couple créé par les contrepoids.

La poulie *8* de l'arbre menant du réducteur, montée du côté gauche sur une clavette, est prévue pour la transmission par courroie trapézoïdale *9*, alors que du côté droit l'arbre porte la poulie de frein à sabot manuel *17* qui permet d'arrêter le balancier et les manivelles en une position quelconque.

Le moteur électrique *10* avec la poulie *11* est monté sur le chariot pivotant *13* placé à la partie arrière du cadre.

Pour desservir les ensembles du balancier le chevalet est muni d'une échelle. Toutes les pompes à balancier comportent des protections déplaçables *12* qui interdisent l'accès des parties mobiles du mécanisme.

Pour rendre possible la modification de la course des bielles, les trous pour leur fixation sur les manivelles ont la forme d'une large fente. Le plus souvent le nombre d'oscillations est modifié en changeant le diamètre de la poulie *11* sur l'arbre du moteur.

Dans les chantiers, les pompes à balancier sont placées sur une fondation de béton massive, à laquelle le cadre est fixé par des boulons d'ancrage.

En service, la charge subie par la tête de cheval du balancier et les ensembles de la pompe change en fonction de la direction du déplacement du piston. Ainsi, lorsque le piston se déplace en haut, la tête de balancier subit l'action de la masse de la colonne du fluide au-dessus du piston et de la masse des tiges de pompage, et lorsqu'il se déplace en bas, seulement celle de la masse des tiges, les clapets du piston étant ouverts et la charge due à la masse de la colonne du fluide transmise aux tubes de pompage à travers le clapet d'admission. Si on ne prend pas de mesures spéciales, ces variations brusques de la charge créent des conditions anormales du fonctionnement du

moteur et accélèrent l'usure de toutes les pièces de la pompe. Les variations de la charge sont éliminées en assurant l'équilibrage par les contrepoids.

Il existe trois modes d'équilibrage suivant la position des contrepoids: par balancier, par manivelle et combiné. Dans le cas de l'équilibrage par balancier, les contrepoids sont placés à l'extrémité arrière du balancier; pour le mode par manivelle, on les place sur les manivelles, et le cas combiné consiste à les placer sur le balancier et les manivelles. Pour les pompes de faible capacité, on recourt à l'équilibrage par balancier, et lorsque la capacité de charge est grande, à l'équilibrage par manivelle; la capacité moyenne fait appel à l'équilibrage combiné.

L'équilibrage de la pompe à balancier est la condition obligatoire de l'exploitation normale du mécanisme. Il se fait conformément aux instructions d'usine pour chaque type de pompe. Dans les chantiers, lors de l'utilisation des pompes, l'équilibrage est vérifié systématiquement d'après la charge du moteur électrique à l'aide des pinces de mesure de courant.

Mesure des charges sur les puits en pompage

La variation des charges subies par les tiges pendant le va-et-vient permet d'évaluer les indices de travail d'une pompe de fond. Ces charges sont mesurées avec un dynamographe. Cet appareil enregistre sur le papier les variations des charges sous la forme d'un diagramme des contraintes.

Pour explorer un puits en pompage le dynamographe est fixé à une suspension à câble (fig. XIX.10). L'appareil compte deux parties principales, celle de la mesure et celle d'enregistrement.

La partie de la mesure se compose de capteur de charge *11* et de levier *12*. L'enceinte *10* du capteur est remplie d'alcool ou d'eau. Le piston *9*, en poussant la membrane de laiton ou de caoutchouc du capteur, transmet la pression au liquide, qui dépend de la valeur de la force développée par le levier *12*. La pression du liquide dans le capteur est transmise à travers le capillaire *8* au ressort hélicoïdal *7*. Lorsque la pression change, le ressort se déroule ou s'enroule et le style *6* qui lui est relié trace la ligne de la charge. Le bordereau du diagramme est fixé sur le plateau *5* de l'enregistreur. Lorsque le dynamographe se déplace en haut, le fil *1* attaché par l'une de ses extrémités à la partie fixe de l'équipement de tête, se déroule de la poulie *2* en entraînant la vis mère *3*, alors que l'écrou mère qui n'est pas représenté sur la figure, avec le plateau *5* se déplace en haut le long des glissières *4*. L'ensemble de la vis loge dans un ressort en spirale de rappel qui, lors de la course du dynamographe en bas, replace le plateau en sa position initiale. Ceci refait à une échelle définie le mouvement de la tige polie. L'échelle de l'enregistrement

de la course de la tige polie dépend du diamètre de la poulie *2*. Les poulies de rechange permettent d'obtenir les échelles: 1 : 15, 1 : 30 et 1 : 45.

Le dynamographe est au préalable gradué sur une machine spéciale. Ces appareils sont sortis pour la mesure limite de 40, 80 et 100 kN.

Le diagramme théorique du fonctionnement d'une pompe de fond et d'un va-et-vient est représenté sur la figure XIX.11. Considérons

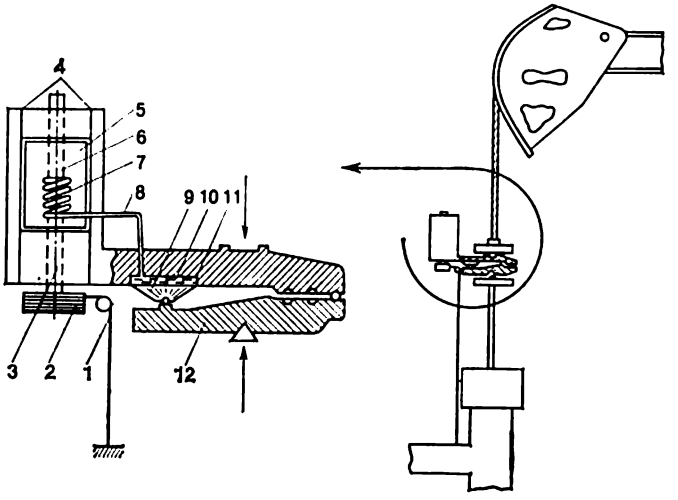


Fig XIX.10. Dynamographe

comment change la charge subie par la tige polie à mesure de son déplacement en haut, puis en bas.

Course en haut. A la fin de la course en bas (avant d'amorcer la course en haut) la tige polie et, donc, le piston de la pompe occupent la position inférieure extrême. Le clapet d'admission de la pompe est alors ouvert, alors que le clapet de refoulement est fermé. A cette position correspond sur le diagramme le point *A*.

Lorsque la tige polie amorce le mouvement en haut, le clapet de refoulement se ferme et la tige polie supporte le poids du train de tiges et de la colonne de fluide dans les tubes de pompage. Sous l'action de cette charge, les tiges s'étendent et les tubes de pompage se contractent, parce qu'à ce moment la pression de la colonne du fluide est subie par le piston.

Au cours du processus de l'extension des tiges et de la contraction des tubes, le piston reste fixe par rapport au cylindre de la pompe, alors que la tige polie se déplace en haut de la grandeur égale à la somme de l'extension des tiges et de la contraction des tubes. Ce

processus est traduit sur le diagramme des contraintes par la ligne *AB*. Le tronçon *AB* est proportionnel à la somme de l'extension des tiges et de la contraction des tubes.

Au point *B* s'amorce le mouvement du piston en haut, lorsque s'ouvre le clapet d'admission. Pendant le mouvement ultérieur du piston en haut la charge reste invariable. Sur le diagramme, ce processus est traduit par la droite *BC*. La charge subie alors par la tige

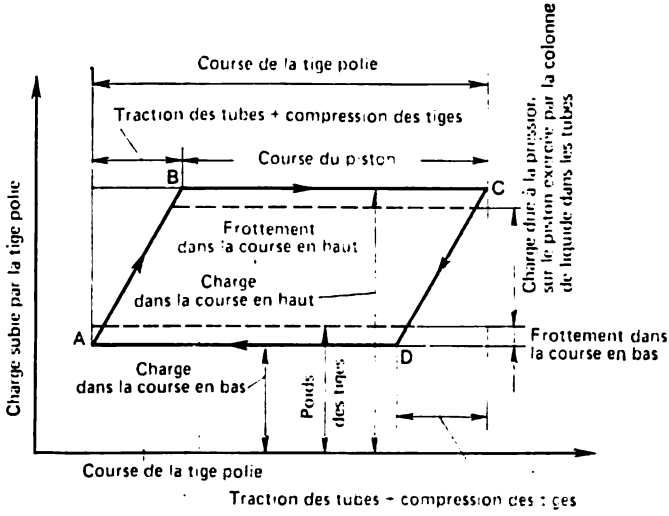


Fig. XIX.11. Diagramme des contraintes théorique

polie se compose du poids des tiges immergées dans le fluide, du poids du fluide et de la force de frottement produite par la course en haut.

Course en bas. Au point *C* le piston et la tige polie s'arrêtent en position supérieure extrême. Les clapets d'admission et de refoulement se ferment. A mesure que la tige se déplace en bas, le train de tiges et le piston transmettent la charge aux tubes de pompage. Ces tubes subissent alors l'extension et les tiges, la contraction. Pendant ce processus le piston ne se déplace pas par rapport au cylindre. Sur le diagramme ce processus est traduit par la ligne *CD*. Le tronçon *CD* est proportionnel à la somme de l'extension des tubes et de la contraction des tiges. A la fin de la décharge de la tige polie (point *D*) s'amorce le mouvement du piston en bas, lorsque le clapet de refoulement s'ouvre. Le mouvement ultérieur en bas de la tige polie se poursuit sous une charge invariable et, sur le diagramme, il est représenté par la ligne *DA*. Puis, au point *A* le cycle recommence.

Le fonctionnement de l'installation de pompage peut provoquer de divers inconvénients qui déterminent les diagrammes des contraintes de forme correspondante (fig. XIX.12).

Le contrôle du fonctionnement des pompes de fond à l'aide du dynamographe permet de mettre en évidence au moment opportun

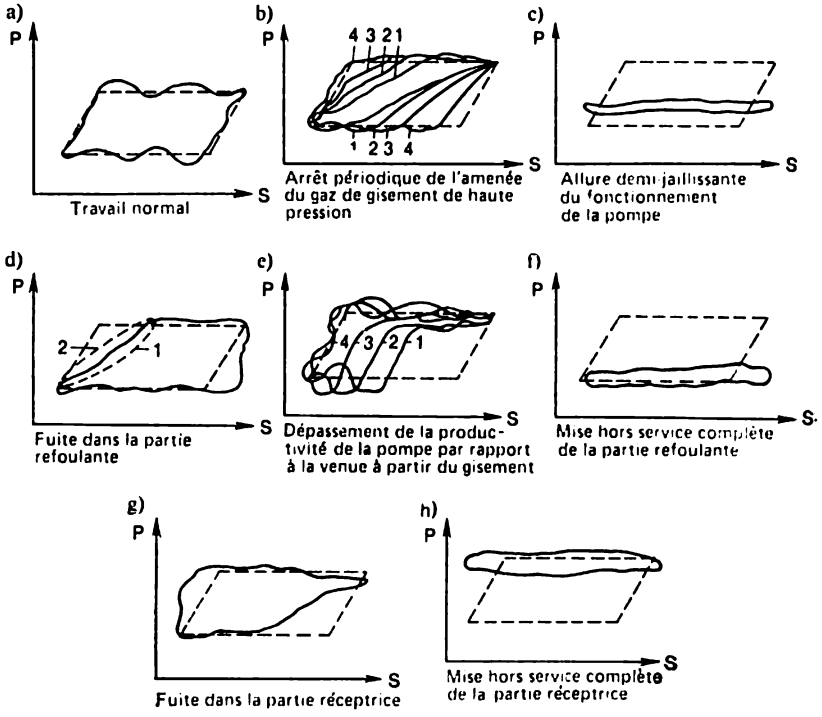


Fig. XIX.12. Diagrammes des contraintes réels

les pannes et les défaillances dans le fonctionnement des pompes de fond et des installations de pompage dans leur ensemble, pour les éliminer à temps.

Entretien des pompes à balancier

Pour assurer un travail durable et sans aléas des pompes à balancier, il faut veiller au graissage régulier des ensembles et des pièces isolées soumis au frottement. Le réducteur, les paliers de la tête de bielles et de balancier, l'articulation de la traverse et autres pièces en frottement doivent être bien lubrifiés et ne pas s'échauffer en service. En vérifiant le travail de la pompe, l'opérateur établit à la main si les paliers ne s'échauffent pas ; si la main ne supporte

pas la température, la pièce s'échauffe trop. La pompe est alors arrêtée, la pièce chauffée lubrifiée ; si le graissage ne suffit pas, il faut faire venir l'équipe d'entretien pour remplacer la pièce.

Le réducteur de la pompe à balancier est rempli d'huile de machine jusqu'au niveau du robinet de contrôle supérieur. Pendant son travail, le niveau de l'huile ne doit pas dépasser les robinets de contrôle supérieur et inférieur. L'huile est changée une fois tous les six mois, les autres pièces en frottement étant lubrifiées à la graisse consistante.

La direction de rotation des manivelles est indiquée sur le réducteur par une flèche ; la rotation dans le sens inverse est inadmissible.

Pendant la révision de la pompe, l'opérateur doit vérifier la fixation du cadre à la fondation, la fixation du réducteur, du chevalet et des contrepoids des manivelles et du balancier, ainsi que des axes des manivelles et des axes supérieurs des bielles. La pompe en service ne doit pas produire de bruits et subir des cognements. L'opérateur doit vérifier aussi la présence et la sécurité des protections installées, éliminer l'encrassement par fuel-oil et vérifier l'étanchéité du presse-étoupe porté par le té.

Commande des pompes à balancier

Les pompes à balancier sont commandées par des moteurs électriques et parfois par des moteurs à gaz. Les moteurs électriques les plus employés sont à courant triphasé à rotor à cage. Ces moteurs sont livrés en version fermée avec ventilateur pour refroidir le corps. Leur couple de démarrage est très élevé, ce qui présente un intérêt particulier pour l'exploitation des pompes à balancier.

La vitesse de l'arbre du moteur électrique peut être de 730, 960 et 1450 tr/mn, la tension de courant, 380 V, quelquefois 220 V. La puissance du moteur électrique est retenue en fonction du régime de son travail et des charges, en se guidant par les tableaux appropriés ; elle peut varier de 0,5 à 50 kW.

Tous les moteurs électriques sont dotés d'interrupteurs à huile qui préviennent l'étincellement, ainsi que d'automates de la mise en marche après l'arrêt. Pour assurer la protection automatique du moteur électrique dans le cas des ruptures des tiges ou de la tige polie, ainsi que des défaillances de l'équipement du jour, le balancier de la pompe porte un interrupteur magnétique inertiel antidéflagrant.

§ 8. Pompage sans tiges

Pour la production du pétrole à partir des puits à débit élevé, on emploie à une large échelle des pompes sans tiges que sont les pompes centrifuges électriques immergées. Ces pompes sont caracté-

risées par une période très grande entre les réparations (de nombreux puits travaillent sans révision pendant 2 ou 3 ans).

Le matériel en surface de ces pompes se distingue par sa simplicité et n'impose aucune fondation et autres ouvrages. La pompe peut donc être établie en des délais très brefs et en toute saison.

La pompe centrifuge et sa commande se trouvant dans le puits, l'entretien de tels puits devient plus simple et presque identique à celui des puits éruptifs.

Les pompes centrifuges électriques se composent des ensembles principaux suivants (fig. XIX.13) : groupe de la pompe (pompe cen-

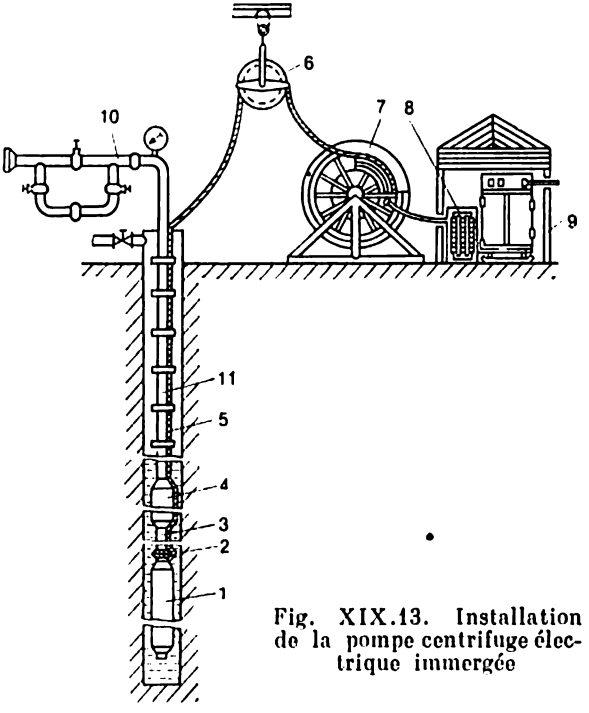


Fig. XIX.13. Installation de la pompe centrifuge électrique immergée

trifuge *4*, moteur électrique *1*, protecteur *2*), de la colonne de tubes de pompage *11*, du câble armé *5*, du manifold de la tête de puits *10*, du tambour de câble *7* avec poulie suspendue *6*, du poste de commande *9* et de l'autotransformateur *8*. Le groupe de pompage assemblé est descendu dans le puits fixé aux tubes de pompage. Le moteur électrique est placé directement sous la pompe ; l'absorption du fluide passé par le filtre *3* est donc assurée par une ouverture latérale. Le câble armé à trois brins alimentant le moteur en courant est descendu avec le train de tubes de pompage, auquel il est fixé par des

colliers métalliques. Dans la zone du groupe de pompage et un peu plus haut la section du câble est aplatie.

L'équipement de la tête de puits pour la production du pétrole à l'aide de la pompe centrifuge électrique se compose d'un té ou d'un croisillon et d'une vanne établie sur la conduite d'écoulement. Les tubes de pompage sont suspendus à la bride de tubage à l'aide d'un plateau spécial.

La pompe travaille de la façon suivante. Le courant électrique, fourni par le réseau de chantier, est canalisé à travers le transformateur et le poste de distribution par le câble dans le moteur électrique. Ce dernier entraîne en rotation l'arbre de la pompe. Le fluide aspiré à travers le filtre est refoulé à la surface suivant les tubes de pompage. Pour que pendant l'arrêt de la pompe le fluide ne s'échappe pas des tubes de pompage dans le puits, les tubes comportent sous la pompe un clapet de retenue. De plus, les tubes portent un clapet de vidange qu'on ouvre avant la remontée de la pompe pour que le fluide s'écoule des tubes dans le puits.

§ 9. Exploitation commune et séparée des puits

Dans le monde entier la plupart des gisements de pétrole et de gaz sont à plusieurs couches. Le forage de chaque couche par un faisceau de puits isolé impose de grands investissements, une dépense énorme de ressources matérielles, techniques et une nombreuse main-d'œuvre. C'est pourquoi si les pressions de gisement et la qualité des pétroles dans les couches isolées se distinguent peu, les couches sont réunies en une unité d'exploitation. Or, cette réunion n'est pas toujours possible. C'est ce qui a fait mettre à l'essai dans la pratique de chantier divers modes d'exploitation commune et séparée de plusieurs couches à partir d'un seul puits.

Le principe fondamental d'une telle exploitation consiste à attaquer toutes les couches productives à partir d'un seul faisceau de puits. A cet effet, dans la colonne de production de chaque puits on engage un équipement spécial qui permet de séparer les couches les unes des autres. Le pétrole est soutiré de chaque couche suivant un canal à elle, le fonctionnement de chaque couche ne dépendant pas de celui des autres couches. Chaque couche peut être explorée à part et pour chaque couche on peut prendre à part des mesures nécessaires pour maintenir son activité.

Ce mode de production peut être appliqué à des combinaisons des couches les plus différentes : toutes les couches contiennent seulement du pétrole ou du gaz; certaines couches encaissent du pétrole, alors que d'autres contiennent du gaz. Dans ces cas, on retire de toutes les couches les fluides de gisement tout en refoulant simultanément dans toutes les couches ou dans une partie d'entre elles l'agent moteur (eau, gaz). Plus le nombre de couches

exploitées de cette façon est grand, plus le matériel du jour et de fond est compliqué.

Le plus souvent on recourt à l'exploitation séparée et commune de deux couches par un puits : à l'extraction séparée de la production de deux couches ; au refoulement séparé de l'agent moteur (eau) dans deux couches ; au mode combiné lorsqu'on soutire d'un puits la production, alors que par l'autre on injecte de l'eau.

Suivant les conditions de la venue l'exploitation commune et séparée peut être :

1) éruptive pour les deux couches ;

2) éruptive pour une couche et en pompage pour l'autre (par pompe à tiges, pompe centrifuge électrique, etc.) ;

3) par pompage des deux couches (par pompes à tige et par pompes centrifuges électriques).

Deux couches peuvent être exploitées par deux colonnes de tubes de pompage, descendues dans le puits parallèlement ou concentriquement, et par une colonne. Dans la pratique de chantier l'exploitation qui recourt à deux colonnes n'est pas appliquée du fait de son encombrement et de la complexité du matériel de fond et de l'appareillage de la tête de puits.

Les constructions du matériel du jour et de fond pour chaque mode d'exploitation commune et séparée peuvent différer en fonction des caractéristiques des couches.

La figure XIX.14 représente l'équipement de puits pour l'exploitation séparée de deux couches éruptives. Les couches sont isolées à l'aide d'un manchon-selle *7* et d'un cône de séparation *6* assurant l'étanchéité. Le manchon-selle fait partie de la colonne de production *1* ; il est mis en place pendant la descente de la colonne dans le puits de façon à se trouver entre les couches. Le cône de séparation est descendu sur la colonne de tubing *2*. En s'ajustant à la selle *7* le cône *6* sépare les couches. La colonne de tubing porte accouplé par le raccord de réduction *3* à filetage à gauche, l'ensemble *4* du clapet à bille *5*. Le filetage est taillé à gauche pour rendre possible le dévissage du tubing dans le cas du coincement de l'ensemble du clapet ou du cône de séparation.

La production de la couche inférieure est canalisée par la colonne de tubing, et de la couche supérieure, par l'espace annulaire tubage-parois. Les couches subissent la complétion simultanément par pompage du fluide de densité correspondante dans l'espace annulaire à travers l'ensemble du clapet et la colonne de tubing. Le curage et l'arrêt du puits se font de la même façon.

Lorsque, pour l'exploitation commune et séparée de deux couches, on emploie des pompes de fond (fig. XIX.15), dans la couche inférieure on place une pompe à tige *5* non montée entière, et dans la couche supérieure, la pompe à tige *3* montée entière qui se distingue de la construction usuelle par la présence de clapet d'admission

annulaire *8*. La pompe inférieure est descendue fixée aux tubings *7* de 73 mm de diamètre qui portent le packer *6* obturant l'espace annulaire de la colonne de tubage *4*. La pompe supérieure est descendue sur les tiges *1* dans le tubing *2* de 48 mm. Alors, la course des pistons

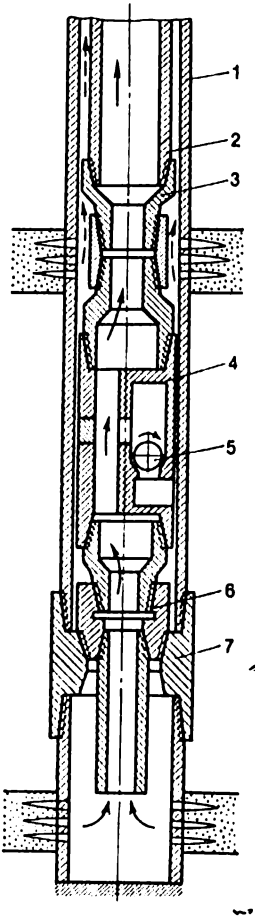


Fig. XIX.14. Equipement de fond d'un puits pour l'exploitation séparée de deux couches éruptives

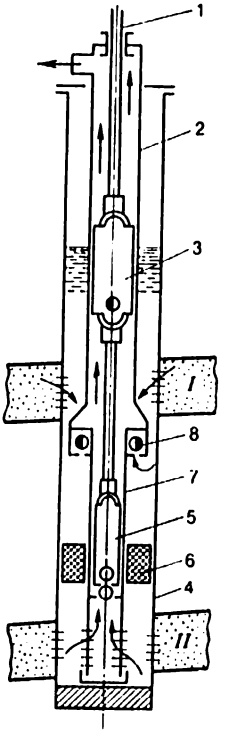


Fig. XIX.15. Equipement des puits pour l'exploitation unitaire et séparée de deux couches par des pompes de fond

en haut fait que la pompe inférieure aspire le fluide à partir de la couche *II*, et la pompe supérieure, à partir de la couche *I*, ainsi que le fluide refoulé par la pompe inférieure.

Il existe également du matériel pour l'exploitation commune et séparée d'après le schéma pompe-jet et pour la production du pétrole à partir d'une couche avec injection de l'eau dans l'autre.

§ 10. Technique de sécurité dans les conditions de l'exploitation des puits en pompage

Les pompes à balancier utilisées pour l'exploitation des puits aux pompes à tige possèdent des mécanismes et ensembles animés d'un mouvement de rotation ; les règles de sécurité imposent donc pour eux une protection fidèle. D'autre part, ces règles interdisent des réparations et le graissage des paliers sans arrêt préalable de la pompe à balancier et son freinage bien sûr par le frein spécialement établi dans ce but.

Une attention particulière doit être portée à rendre la desserte bien commode pour les opérateurs ; par exemple, l'extrémité supérieure de la tige polie de la pompe ne doit pas s'élever de plus de 1 m au-dessus du niveau de la plate-forme.

Les règles de la conduite des travaux prêtent une grande attention aux instructions sur l'exécution de plusieurs travaux nécessaires pour rendre impossible le traumatisme. Elles indiquent que pour bourrer le graisseur, le couvercle du presse-étoupe de la tête de puits doit être serré à la tige par un collet spécial. En position inférieure extrême de la tête de balancier la distance entre les coins de retenue des tiges et le presse-étoupe de la tête de puits ne doit pas être inférieure à 20 cm.

La fixation des contrepoids du balancier, dont les sections ne doivent pas être d'une masse supérieure à 40 kg chacune, doit assurer une sécurité à toutes épreuves.

Il est défendu de tourner la poulie du réducteur à la main ou la freiner avec des objets quelconques (pic, tube, etc.) en les engageant entre les rayons de la poulie. Défense également de mettre en place et dégager la courroie trapézoïdale à l'aide des leviers, puisque à cet effet le moteur est posé sur un chariot spécial suivant lequel le moteur électrique est déplacé en desserrant les boulons.

Le démarrage et le fonctionnement de la pompe ne sont admissibles qu'après le défreinage du réducteur, la mise en place de toutes les protections et en l'absence des hommes dans la zone dangereuse.

Avant d'entreprendre des travaux d'entretien et avant la révision de l'équipement à démarrage automatique ou télécommandé d'un puits en action, la commande doit être débranchée et le dispositif de démarrage muni de la pancarte : « Défense de brancher : travaux en cours ».

Sur les puits à commande automatique et télécommande des pompes à balancier, il faut placer en un lieu bien en vue et sur le dispositif de démarrage la pancarte : « Attention ! Démarrage automatique ! »

Lorsqu'on utilise les pompes centrifuges électriques, les règles de sécurité interdisent aux opérateurs la révision, la réparation et le réglage des pompes. Ils ne sont chargés que de leur mise en marche

et arrêt. Il faut en plus prendre des mesures pour prévenir les électrocutions du personnel desservant. Pour ce faire, le câble ne doit pas être en contact avec les éléments du derrick, du chevalet, du mât. Les colliers qui serrent le câble au tubing ne doivent pas avoir de bords vifs. Pour remonter ou descendre les pompes centrifuges électriques, il faut poser sur la bride de la tête de puits le dispositif de protection du câble pour prévenir son endommagement par l'élévateur. Pendant les essais de la pompe centrifuge, défense de toucher le câble. Son enroulement et déroulement doivent être mécanisés.

Pour être admis au travail, le personnel doit connaître les règles de sécurité et recevoir des instructions spéciales de la part de l'ingénieur de la technique de sécurité.

Chapitre XX

EXPLOITATION DES PUITS DE GAZ

L'exploitation des gisements de gaz présente par rapport aux gisements de pétrole des particularités dues aux propriétés physiques différentes de ces fluides.

Le pétrole peut être conservé longtemps dans des capacités que sont les réservoirs. Le gaz extrait à la surface doit être canalisé sur-le-champ vers l'usager, sa conservation dans des réservoirs étant impossible, ces derniers devant être très nombreux. Il s'ensuit que le volume de gaz produit ne doit pas dépasser celui du gaz consommé. Actuellement, dans les régions où la consommation de gaz est grande, on construit des réservoirs souterrains, dans lesquels on refoule l'excédent de gaz en été pour l'utiliser en hiver. Toutefois, le rôle de tels réservoirs est faible et ils sont peu nombreux.

La densité et la viscosité du gaz étant faibles et sa compressibilité élevée, on peut théoriquement obtenir l'extraction de tout le gaz de la couche; c'est ce qui fait que le faisceau des puits dans les gisements de gaz est moins serré que dans le cas du pétrole.

La basse densité du gaz impose des pressions plus élevées à la tête de puits, comparables à celles du gisement. La faible viscosité du gaz rend impérative une étanchéité rigoureuse des colonnes de production et de l'équipement de la tête de puits.

L'une des particularités de l'exploitation des puits de gaz et de condensat consiste dans la formation éventuelle de ce qu'on appelle bouchons d'hydrates. Dans les conditions du gisement le gaz naturel est saturé en vapeur d'eau. Lors du soutirage du gaz à partir de la couche sa température et sa pression baissent, ce qui s'accompagne de la condensation des vapeurs d'eau et de leur accumulation dans le

puits et les conduites de gaz. Dans des conditions déterminées, les constituants du gaz naturel, tels le méthane, l'éthane, le propane et les butanes, interagissent avec l'eau pour former des hydrates, substances cristallines solides. Chaque molécule des constituants mentionnés peut lier six ou sept molécules d'eau. D'après leur aspect extérieur, les hydrates rappellent la glace ou la neige. Avec la baisse de la pression et l'échauffement les hydrates se décomposent rapidement en gaz et eau. Les hydrates ainsi formés peuvent obstruer le puits et les conduites de gaz, compromettre le travail des appareils de mesure et des dispositifs de réglage. Ceci perturbe non seulement le travail du puits, mais encore peut compromettre le travail du chantier dans son ensemble.

Pour lutter contre les hydrates, on peut prévenir leur formation ou chasser les hydrates déjà produits. Leur formation est prévenue en retenant pour le puits le régime approprié, refoulant au fond des inhibiteurs antihydrates, éliminant systématiquement du fond les fluides qui s'y accumulent, utilisant des tubes revêtus.

Pour prévenir la formation des bouchons d'hydrates dans la tête d'éruption, le manifold des puits, le système de la collecte, on recourt au chauffage des ensembles et secteurs isolés, à l'introduction des inhibiteurs (méthanol, calcium chloruré, diéthylèneglycol, etc.) et à l'élimination de différences brusques de pression.

§ 1. Construction et appareillage des puits de gaz

La construction des puits de gaz, leur complétion, l'appareillage de fond et de tête, le réglage du débit s'assimilent à de nombreux égards à ceux des puits de pétrole éruptifs; nous n'examinerons donc dans ce chapitre que les propriétés qui diffèrent de celles des puits de pétrole.

La construction d'un puits de gaz dépend de la pression de gisement, de la caractéristique de la couche, de la présence ou de l'absence des horizons aquifères, de la caractéristique des terrains découverts et des propriétés du gaz.

Dans la plupart des puits on utilise la construction à une colonne et une colonne de surface. Pour des puits plus compliqués et profonds, on peut prévoir deux ou trois colonnes et une colonne de surface. Les colonnes de production les plus usitées sont de 146 et 168 mm de diamètre. Les puits à débit élevé qui donnent 1 million de m^3/j de gaz et plus sont équipés souvent de colonnes de production de 219 mm.

Le plus souvent le gaz contient de différentes inclusions corrosives (gaz carbonique, hydrogène sulfuré); on porte donc une grande attention à la protection des tubes contre la corrosion. Parfois on descend dans le puits des colonnes composées de tubes de tubage en métal spécial résistant à la corrosion.

On sait que le gaz est peu dense, ce qui fait que le tubage subit sur toute sa longueur une pression voisine de celle de gisement. La pression élevée combinée au grand pouvoir de pénétration du gaz par suite de sa viscosité négligeable impose des prescriptions rigoureuses à l'étanchéité aussi bien du tubage que de la chemise de ciment.

A la tête de puits les tubages sont reliés par des tables de tubage ordinaires et à coins.

La construction du fond d'un puits de gaz dépend de la résistance et de la stabilité des terrains. En présence dans la coupe des terrains stables le fond du trou peut être ouvert. Dans la plupart des cas, la colonne de production est descendue jusqu'au fond pour la cimenter et perforer ensuite au droit de l'horizon productif. Dans certains cas, au fond du puits, on peut descendre un filtre.

Les puits de gaz ne sont exploités que par éruption. Généralement, dans leurs colonnes de production, on descend des tubes de pompage (tubings) qui canalisent le gaz vers la surface du jour.

Les tubes de pompage assument également d'autres tâches: préservent la colonne de production contre l'usure en présence dans le gaz des particules solides et contre la corrosion en présence des inclusions agressives (gaz carbonique, hydrogène sulfuré, etc.); assurent une évacuation plus complète du fond au jour des fluides et des impuretés mécaniques; allègent le déclenchement de la venue et l'amortissement du puits; contribuent à l'exploration du puits avec les appareils introduits. Parfois les tubes de pompage assument également la décharge du tubage de la pression du gaz. A cet effet, on engage dans les tubes au-dessus de la couche un packer et refoule après le packerage dans l'espace annulaire au-dessus du packer un fluide neutre de densité correspondante.

Les tubes de pompage sont ordinairement descendus dans les puits de gaz jusqu'au milieu du filtre.

La tête d'un puits de gaz est équipée de tête d'éruption. Le plus souvent on emploie une robinetterie en croix peu haute et très commode pour le montage et la desserte.

§ 2. Manifold des puits de gaz

Dans les chantiers de gaz, on utilise deux systèmes de manifold en fonction du nombre de puits, de leur débit, de la pression de gisement et d'autres facteurs: le schéma unitaire et de groupe. Dans le cas d'un manifold unitaire, tout l'équipement nécessaire pour le réglage du fonctionnement du puits et la séparation des inclusions, la mesure du débit de gaz et du condensat, ainsi que la prévention de la formation des hydrates, est réparti à la tête ou dans sa proximité immédiate.

Dans le cas du manifold de groupe, on monte à la tête de puits seulement la tête d'éruption, l'équipement restant et les appareils desservant le faisceau des puits étant placés en un endroit commode. Au poste de groupe, on règle le fonctionnement des puits (on change les duses), sépare du gaz les inclusions, recueille le condensat, prend des mesures contre la formation des hydrates, mesure les débits du gaz et du condensat. Chaque puits est relié au poste de groupe par

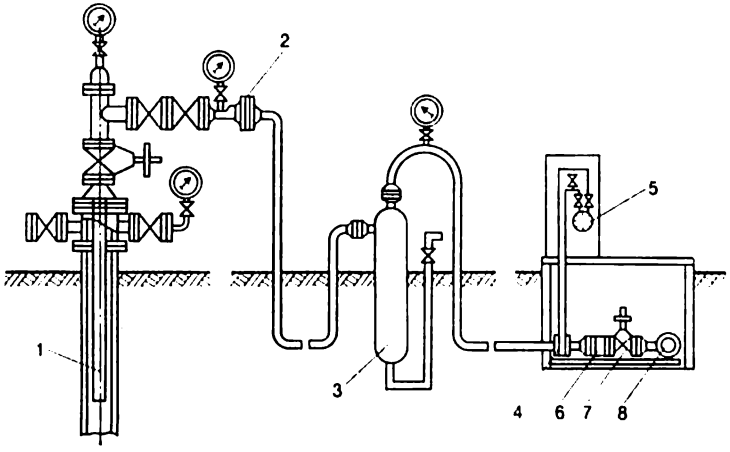


Fig. XX.1. Manifold d'un puits de gaz à basse pression de gisement

une conduite de haute pression. L'état de l'équipement de la tête de puits est contrôlé périodiquement d'après un programme préétabli.

Le schéma de groupe est plus progressif, plus moderne, il permet de réaliser une large automatisation du processus, d'assurer une utilisation plus efficace de l'énergie d'étranglement (réduction de la pression du gaz) pour obtenir plus de condensat tout en rendant plus aisé l'entretien des puits.

Dans le cas du schéma unitaire d'un puits *1* à basse pression de gisement (fig. XX.1), le gaz par la duse *2* arrive sur le séparateur (ou collecteur d'eau) *3*. La conduite qui va du séparateur comporte intercalés un diaphragme *4* et un débitmètre *5*. Ensuite, vient le clapet de retenue *6* et la vanne *7*, puis la conduite d'écoulement reliée au collecteur de gaz *8* du chantier.

L'ensemble de mesure est ordinairement protégé contre les précipitations atmosphériques. Le séparateur et le collecteur d'eau sont enfouis sous la terre, alors que les valves et les duses de balayage sont sorties à la surface.

La figure XX.2 schématise le manifold d'un puits à haute pression couplé au poste de collecte de gaz. C'est là un schéma de groupe,

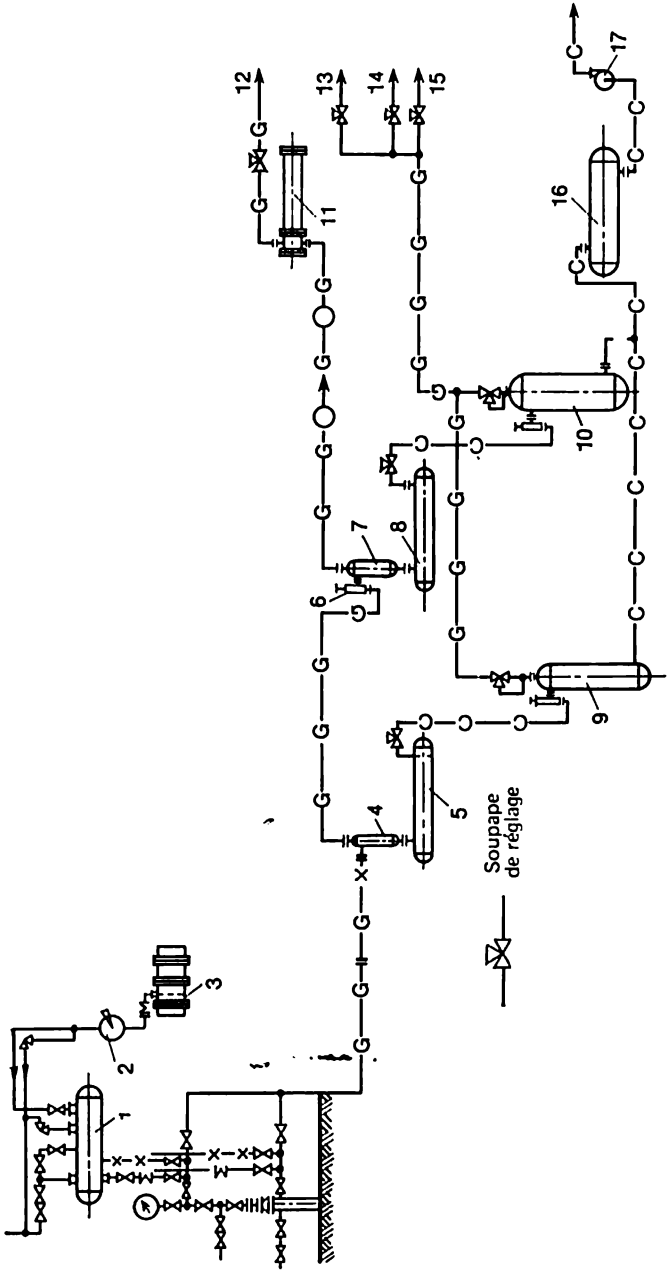


Fig. XX.2. Manifold des puits à pression élevée

du fait qu'au poste de collecte sont liés tous les puits du gisement, où le gaz est traité pour être ensuite expédié.

Pour prévenir la formation des hydrates dans les conduites, le puits comporte une installation méthanolique composée d'un bac de débit *1*, d'une pompe de dosage *2* et d'un réservoir de méthanol *3*.

La marche technologique de la collecte et de la séparation du gaz est la suivante. La conduite de haute pression canalise le gaz du puits vers le collecteur et, ensuite, dans le séparateur à cyclone *4*, où sont retirées l'eau et les impuretés mécaniques. En même temps, le séparateur élimine du gaz l'essence gazeuse ou le condensat, ce dernier étant accumulé dans le récipient *5*. Après le séparateur *4* la tuyauterie amène le gaz dans le séparateur à cyclone *7* du deuxième étage muni à l'entrée d'une duse réglable *6*. Cette duse réduit la pression jusqu'à la valeur prévue par la technologie. La température du gaz baisse alors jusqu'à 0 °C et plus, c'est-à-dire qu'elle devient négative. La baisse de la pression et de la température, ainsi que l'expansion brusque du gaz dans le séparateur *7* font dégager du gaz le condensat recueilli dans la capacité *8*. Pour prévenir la formation des hydrates dans le séparateur *7*, on introduit du méthanol en amont de la duse réglable. Après le séparateur du deuxième étage, le gaz arrive dans le collecteur général, puis, dans le réchauffeur *11*. Le gaz chauffé vient dans le collecteur principal *12*.

Après les capacités *5* et *8*, le condensat est canalisé dans les séparateurs *9* et *10*, où, sous une pression établie, il est partiellement dégazé. Le gaz ainsi obtenu est utilisé dans la chaufferie *13* et autres locaux de production ou d'habitation *14*, alors que le gaz restant peut être dirigé dans la conduite *15* pour la collecte de gaz associé, dirigé sur l'usine de gaz et d'essence pour le traitement ultérieur.

A la sortie des séparateurs *9* et *10* le gaz arrive dans l'enceinte *16* pour être refoulé par la pompe *17* dans la conduite. La dégazation du condensat dans les séparateurs *9* et *10* baisse sa température jusqu'à — 30 °C. Lorsque le pétrole contient de l'eau, le refoulement d'un tel condensat à température si basse peut former dans la conduite des bouchons de glace; c'est pourquoi dans les séparateurs le condensat est chauffé jusqu'à + 5 °C.

§ 3. Séparation du gaz

Dans les conditions du gisement, le gaz naturel contient des vapeurs d'eau, et dans les gisements de condensat, le gaz est saturé en vapeurs de condensat. Le gaz qui vient du puits contient des particules solides (sable, cristaux des sels). Ces inclusions rendent plus difficile son expédition par les gazoducs et dans plusieurs cas la rendent même impossible.

La présence dans le gaz de l'eau accélère la corrosion de l'équipement et la formation des hydrates ou de la glace qui peuvent obstruer complètement la conduite. Les particules solides sont à l'ori-

gine de l'usure abrasive de l'appareillage et des tubes tout en compromettant leur étanchéité.

Pour épurer le gaz des inclusions liquides et solides, on recourt aux séparateurs gravifiques et centrifuges. Dans le séparateur gravifique vertical (fig. XX.3) le gaz s'engage à travers la tubulure qui le dirige en bas. Dans le séparateur, le gaz change de direction, sa vitesse diminue. Les particules solides et les gouttes de liquide tombent en bas d'où elles sont chassées par la ligne de balayage à mesure de leur accumulation. Pour que les séparateurs ne gèlent pas et ne présentent pas de conditions favorables à la formation des hydrates, on les place dans des puits protégés contre le froid.

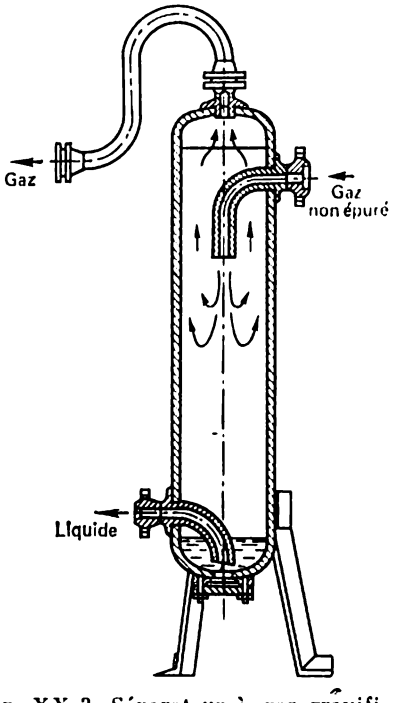


Fig. XX.3. Séparateur à gaz gravifique vertical

En plus de la construction examinée, il existe des séparateurs gravifiques à deux sections, verticaux, horizontaux et obliques.

Dans les chantiers de gaz, on utilise largement les séparateurs cyclone à un et deux étages, de type ouvert et fermé, avec et sans réchauffeurs. Les séparateurs cyclone de type ouvert à réchauffeur (fig. XX.4) s'emploient lorsque le taux de liquide dans le gaz dépasse 10 ou 15 cm^3/m^3. Le degré d'épuration atteint 95 %. L'élément assurant la séparation est le cyclone. Le mouvement rectiligne du mélange gaz-liquide introduit dans sa partie cylindrique suivant la tangente se transforme en mouvement rotatif et le courant se déplace ensuite en bas suivant une hélice dans le sens du sommet du cône. A mesure que le courant injecté se déplace en bas, le gaz se sépare du courant principal et change de direction qui devient ascendante, alors que les gouttes de liquide et les particules solides tombent dans la trémie et de là dans le réservoir.

§ 4. Séparation à basse température

On sait que l'expansion (le laminage) du gaz provoque son refroidissement. L'effet d'un tel refroidissement porte le nom de Joule-Thomson. Pour le gaz naturel cet effet vaut en moyenne 3,0 °C/MPa.

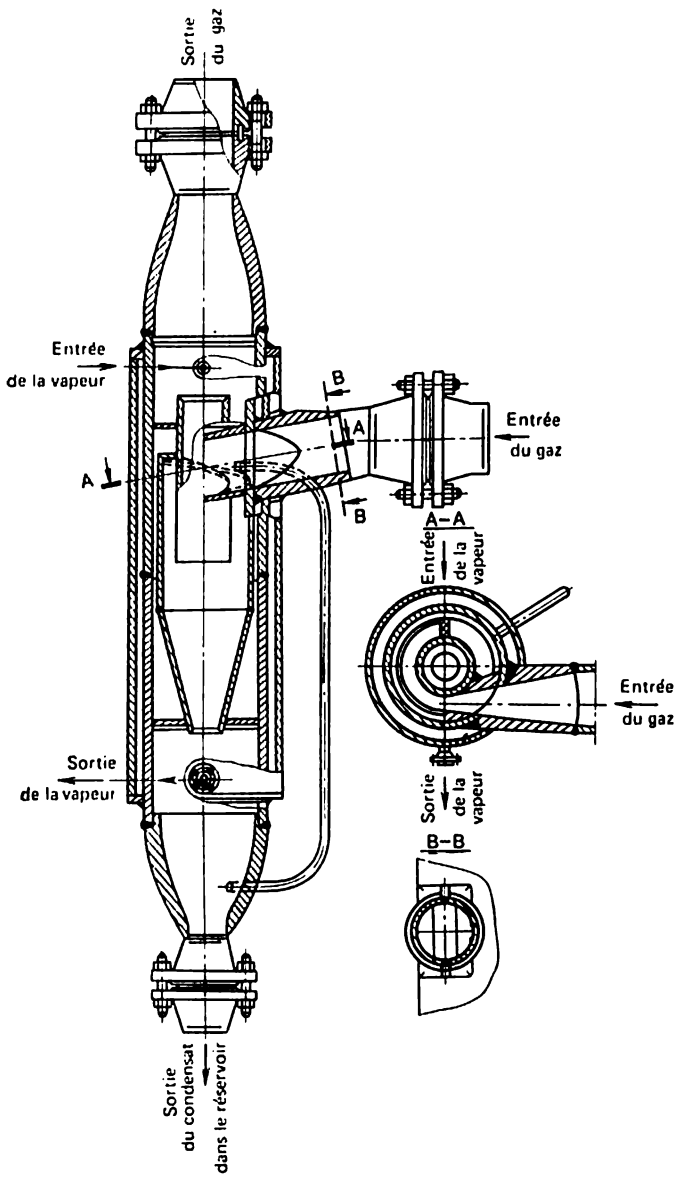


Fig. XX.4. Séparateur cyclone de type ouvert à réchauffeur

Ainsi, lorsque la pression du gaz devient de 12 MPa plus faible, sa température baisse de 36 °C. La séparation à basse température est basée sur l'application de cet effet.

Lorsque la température du gaz baisse et devient négative, l'eau et ses vapeurs, qui se condensent, gèlent, les vapeurs du condensat se transforment en liquide ou en cristaux d'hydrates et sont éliminés du gaz par gravitation.

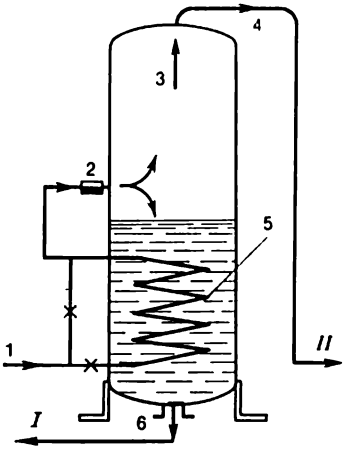


Fig. XX.5. Séparation du gaz à basse température

La schématisation de la séparation à basse température est donnée par la figure XX.5. Un gaz brut suffisamment chauffé par les roches suit la canalisation *1* pour s'engager dans le serpentin d'échange de chaleur *5* placé dans le séparateur *3*. Un peu refroidi dans le serpentin, le gaz est dirigé à travers le volet d'étranglement (duse) *2* dans l'enceinte supérieure du séparateur *3*, où sa pression baisse. En vertu de l'effet de Joule-Thomson, la température du gaz baisse elle aussi. Les vapeurs d'eau et les vapeurs des hydrocarbures relativement lourds se condensent en liquide (dans certains cas, il se forme des cristaux d'hydrates qui s'écoulent en bas), alors que le gaz asséché s'en va à travers la dérivation *4* dans la conduite *II*. L'eau et le condensat refroidis contribuent à une baisse supplémentaire de la température du gaz brut dans l'échangeur de chaleur. A mesure que l'eau et le condensat s'accumulent, ils sont canalisés par la dérivation *6* dans la conduite du condensat *I*.

§ 5. Desserte des puits de gaz

L'entretien des puits de gaz à manifold unitaire impose aux opérateurs le contrôle fréquent du fonctionnement du puits et de l'équipement. Pour le schéma de groupe, la tuyauterie des duses, les séparateurs et les appareils de contrôle et de mesure sont ressemblés au poste de distribution du gaz ; le contrôle du régime de travail des puits ne présente donc pas de difficultés.

Le contrôle obligatoire pour tous les puits, indépendamment du schéma de leur manifold, est celui de l'étanchéité de l'appareillage de la tête de puits et des têtes d'éruption. Au moindre indice d'une étanchéité compromise il faut prendre des mesures immédiates pour éliminer l'inconvénient, et si cette opération impose des travaux durables, le puits de gaz doit être arrêté.

L'expérience de l'exploitation des puits de gaz montre que la déshermétisation de l'appareillage de la tête de puits et de la tête d'éruption présente le danger d'avaries les plus lourdes de conséquences associées aux éruptions incontrôlées des puits.

Il faut observer également le fonctionnement des appareils de contrôle et de mesure (manomètres, débitmètre), et lorsque le régime de travail est perturbé, vérifier ou changer les duses. Il convient de vérifier la présence du méthanol dans les réservoirs et le fonctionnement de la pompe de dosage. Si la séparation de gaz prévoit l'échauffement, il faut contrôler la température du gaz, ainsi que du condensat canalisé dans la conduite.

L'état de l'appareillage de la tête de puits et de la tête d'éruption, le diamètre de la duse et autres renseignements sont portés dans un cahier spécial et confirmés par la signature de l'opérateur.

Chapitre XXI

MÉTHODES D'AMÉLIORATION DE LA PRODUCTIVITÉ DES PUITS

Pendant l'exploitation, le débit des puits de pétrole et de gaz diminue avec le temps, et le pouvoir d'absorption des puits d'injection baisse. Dans de nombreux cas, le débit des puits mis récemment en exploitation s'avère bien inférieur à celui prévu par le calcul.

On sait (cf. chapitre XV) que la productivité d'un puits dépend de nombreux facteurs, dont les principaux sont la perméabilité des roches magasins et la pression de gisement. La perméabilité naturelle des roches magasins diminue pendant leur forage, la couche étant bouchée dans la zone voisine du fond par les particules solides de la boue et l'eau qui s'infiltre dans la couche. Pendant l'exploitation, la perméabilité de la zone voisine du fond est altérée par l'obturation des pores, de leurs canaux et des fissures par les dépôts de paraffine et des résines, ainsi que par des particules d'argile et autres particules solides, par exemple, par des cristaux des sels emportés par le liquide à partir des zones éloignées de la couche. Dans les trous d'injection la zone voisine du fond est encrassée par des impuretés mécaniques qui se trouvent dans l'eau refoulée (vase, particules d'argile, oxydes de fer, etc.).

Pour contribuer à la venue du pétrole et du gaz dans le puits et élever le pouvoir absorbant des puits d'injection, on recourt à des méthodes d'intervention artificielle sur la couche dans le but d'améliorer la perméabilité de la zone voisine du fond. Il arrive parfois que, pour augmenter le débit, il suffit d'éliminer des parois du fil-

tre et de la surface de la partie forée de la couche les dépôts de paraffine, de résines et de particules argileuses. Pourtant, dans la grande majorité des cas, il faut faire croître artificiellement le nombre de canaux des pores, leur largeur, ainsi que leur longueur.

Les méthodes appliquées à cet effet sont très variées, on les classe par convention en méthodes chimiques, mécaniques, thermiques et physiques. Pour améliorer leur efficacité, on recourt surtout à leur combinaison ou en les faisant suivre l'une l'autre.

Les méthodes chimiques sont basées sur l'interaction du terrain avec des substances chimiques (surtout, avec des acides) qui dissolvent une partie de la roche en augmentant les dimensions des canaux de pores et des fissures.

Les méthodes mécaniques permettent de créer dans les couches productives de nouveaux canaux et d'élargir les canaux existants. Elles sont fondées sur l'application de la fracturation hydraulique de la couche, ainsi que sur l'action exercée sur la couche par le torpillage.

Les méthodes thermiques sont appliquées pour éliminer des parois des pores et des canaux la paraffine et les résines déposées. La chaleur permet également d'intensifier l'action chimique sur la couche.

Les méthodes physiques sont fondées sur le lavage de la zone voisine du fond par des solutions aqueuses des agents tensio-actifs et d'autres additions qui permettent de chasser des parois des pores, des canaux et des fissures l'eau résiduelle et les particules solides finement dispersées.

§ 1. Méthodes chimiques

Les méthodes de ce type les plus usitées sont les traitements des couches aux sels et acides et leur traitement avec des acides chlorhydrique (HCl) et fluorhydrique (HF).

Ces dernières années, la liste des acides employés dans ce domaine s'est étendue. Actuellement, on emploie largement les acides sulfaminique, carbonique, sulfurique.

Acidification à l'acide chlorhydrique

Au contact avec les calcaires et les dolomies (roches carbonatées) l'acide chlorhydrique HCl entre en réaction chimique en les dissolvant. La réaction des roches carbonatées avec l'acide chlorhydrique marche suivant les équations:

pour les calcaires

$$CaCO_3 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + H_2O + CO_2 \qquad (XXI.1)$$

pour les dolomies:

$$CaMg(CO_3)_2 + 3HCl \rightarrow CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2 \qquad (XXI.2)$$

Les chlorures de calcium et de magnésium sont très solubles dans l'eau et c'est pourquoi ils sont facilement éliminés de la couche avec la solution acide qui a subi la réaction. Le gaz carbonique CO_2, en partie à l'état libre et en partie dissous dans l'eau, est aussi facile à éliminer.

Les réactions mentionnées montrent que le traitement à l'acide chlorhydrique est un processus chimique complexe qui décompose certains minéraux pour en former d'autres.

La décomposition des minéraux favorise l'élargissement des canaux existants et la formation de nouveaux, et par là le déplacement des fluides de gisement (pétrole, gaz, eau). Si les minéraux nouvellement formés sont peu solubles dans l'eau et précipités en dépôt, ils altèrent la perméabilité de la zone voisine du fond. Il faut donc que le traitement à l'acide chlorhydrique soit réglé de façon que l'effet positif d'interaction entre l'acide et la roche soit le plus grand possible.

L'efficacité des traitements à l'acide chlorhydrique est influencée par de nombreux facteurs, dont les principaux sont la composition du terrain, la température et la pression de gisement, le volume et la concentration de la solution chlorhydrique, le temps de réaction de l'acide avec la roche et les propriétés des fluides qui saturent la couche.

La *composition des roches constitutives de la couche* influe dans une grande mesure sur le choix du mode de traitement de la concentration de la solution acide. La carbonatation diffère d'une roche à l'autre, les roches contiennent également d'autres minéraux qui ne se prêtent pas au traitement à l'acide ou qui forment de nouveaux minéraux insolubles. Il faut donc tenir toujours compte des particularités concrètes de la composition des roches à peu près connues d'après l'analyse des carottes.

Les traitements à l'acide chlorhydrique doivent également tenir compte de la *composition des liquides*. Ainsi, les pétroles résineux à viscosité élevée couvrent la roche d'une pellicule qui entrave le contact de l'acide avec la roche. Les couches mouillées permettent une interaction plus intense de l'acide avec la roche.

La *température* influe sensiblement sur l'intensité du traitement à l'acide chlorhydrique. L'activité de cet acide croît avec la montée de la température de 20 à 150 °C. Une température plus élevée n'intervient pas d'une façon notable sur l'activité de l'acide.

Pour la *pression de gisement*, plus elle est élevée, plus la marche de la réaction est lente. D'après les expériences, cette relation s'observe jusqu'à une pression de 40 MPa. La poussée ultérieure de la pression n'exerce plus son action sur la vitesse de la réaction.

Le *volume de la solution acide* est généralement choisi sur la base des données de chantier. Il est actuellement impossible de justifier par calcul théorique le volume nécessaire de la solution acide, du

fait que de nombreuses données sont inconnues (rayon de la zone qu'il faut traiter, perméabilité, porosité, composition exacte des roches).

Pour un collecteur à pores le volume approché de l'acide peut être établi d'après la formule

$$V_a = m \frac{\pi D^2}{4} h,$$

où V_a est le volume de l'acide, m³ ; D, le diamètre de la zone devant subir le traitement, m ; h, l'épaisseur de la couche, m ; m, la porosité moyenne de la couche en fractions de l'unité.

On admet d'habitude que, pour améliorer la venue du pétrole (du gaz), il suffit d'améliorer la perméabilité de la zone voisine du fond dans un rayon de 1 m. Pour le calcul, ce rayon est poussé à 1,5 m. Ainsi, pour traiter 1 m de couche à porosité moyenne égale à 0,15 (15 %), le volume nécessaire d'acide est

$$V_a = m \frac{\pi D^2}{4} h = 0{,}15 \frac{3{,}14 \cdot 3^2}{4} 1 \approx 1{,}06 \text{ m}^3.$$

Par exemple, pour les roches à porosité de 0,1, V_a vaut 0,71 m³ par 1 m d'épaisseur de la couche.

Dans la pratique pour traiter des couches peu perméables des puits à faible débit initial, on utilise de petits volumes de solution acide (0,4 à 0,6 m³ par 1 m d'épaisseur de la couche). Pour les couches à perméabilité plus élevée, le volume de la solution retenu est plus grand (0,8 à 1 m³ par 1 m d'épaisseur de la couche). Pour les couches à débit initial élevé et à forte perméabilité, la solution acide est prise en quantité encore plus grande (1 à 1,5 m³ par 1 m de couche). Pour le traitement des collecteurs de sable à ciment carbonaté, il ne faut pas plus de 0,4 m³ de solution acide par 1 m de couche, et pour le traitement des couches fissurées carbonatées denses, 0,5 à 0,8 m³ par 1 m de couche. Dans les recommandations mentionnées le premier chiffre de la solution acide se rapporte au traitement primaire. Les traitements qui suivent se font en augmentant de 20 à 40 % la quantité d'acide.

Matériaux employés pour les acidifications

Acide chlorhydrique HCl. Dans l'industrie pétrolière, on utilise l'acide chlorhydrique synthétique inhibé. L'acide livré par les usines chimiques est dit commercial. La concentration de ce dernier en HCl est de 19 à 25 % et sa teneur en fer et en acide sulfurique, pas plus de 0,02 et 0,005 % respectivement. Le fer et l'acide sulfurique sont des inclusions indésirables, le fer se déposant dans les pores de la couche, alors que l'interaction de l'acide sulfurique avec les cal-

caires et les dolomies donne naissance à des substances insolubles dans l'eau, qui altèrent la perméabilité de la couche.

Dans certains cas, avant l'injection d'acide chlorhydrique dans la couche, on procède à la neutralisation de l'acide sulfurique par le chlorure de baryum. La réaction de neutralisation s'écrit:

$$H_2SO_4 + BaCl_2 \rightarrow BaSO_4 \downarrow + 2HCl$$

Le sulfate de baryum $BaSO_4$ se dépose.

L'*acide acétique* CH_3COOH s'emploie pour ralentir la réaction de l'acide chlorhydrique avec les carbonates. D'autre part, il prévient la précipitation des oxydes de fer et contribue lui-même à la dissolution des roches.

L'*acide fluorhydrique* HF sert à traiter la zone voisine du fond qui contient des grès quartzeux et des aleurolites. Cet acide est généralement mélangé à l'acide chlorhydrique. Ce mélange est nommé *acide à boue*. Les mélanges les plus usités sont: 8 % HCl + 4 % HF; 10 % HCl + 4 à 5 % HF; 12 % HCl + 6 % HF.

L'interaction de l'acide à boue avec les grès argileux marche de la façon suivante:

$$CaAl_2Si_2O_8 + 16F \rightarrow 2AlF_3 + 2SiF_4 + 8H_2O + CaF_2$$

Cette réaction est très rapide, la présence de l'acide chlorhydrique contribue à son achèvement:

$$AlF_3 + HCl \rightarrow AlCl_3 + 2HF$$

l'aluminium chloruré se dissout bien dans l'eau en dégageant de la chaleur.

La deuxième réaction

$$SiO_2 + 4HF \rightarrow 2H_2O + SiF_4$$

SiF_4 est un gaz qui en réagissant avec l'eau et l'acide fluorhydrique forme les acides silicofluorhydrique H_2SiF_6 et silicique H_2SiO_3 d'après les réactions

$$3SiF_4 + 3H_2O \rightarrow 2H_2SiF_6 + H_2SiO_3$$
$$2SiF_4 + 4HF \rightarrow 2H_2SiF_6$$

Ainsi, l'interaction de l'acide à boue avec les grès argileux produit des fluosilicates solubles, ainsi que des silicates fluorurés et chlorurés de métaux.

Avec la neutralisation complète des acides HCl et HF, l'acide silicique peut se transformer en gel (masse gélatineuse) qui bouche l'espace des pores. Pourtant, en présence de l'acidité résiduelle (neutralisation incomplète), l'acide silicique ne se transforme pas en gel.

Les *inhibiteurs de la corrosion des métaux* sont le formaline, l'unikol ПБ-5, les catapines A et K, les catamines A, БА-6. L'acide chlo-

rhydrique synthétique livré aux chantiers est traité ordinairement à 0,25 ou 0,5 d'inhibiteur ПБ-5, ce qui réduit son activité corrosive de 31 à 42 fois.

Les catapines et les catamines sont de forts inhibiteurs. L'addition de 0,1 % de ces agents diminue de 38 à 67 fois le pouvoir corrosif de l'acide chlorhydrique.

L'inhibiteur БА-6 s'emploie pour un acide chlorhydrique de concentration élevée, ainsi que pour les solutions acides lors du traitement des couches à hautes pression et température.

Préparation des solutions d'acide chlorhydrique. Avant d'utiliser cet acide, on le dilue à l'eau pour obtenir une solution acidulée de concentration voulue. Le volume de l'eau à ajouter est déterminé comme suit. Calculer d'abord le volume nécessaire de l'acide marchand V_m:

$$V_m = V_{s.a} (\rho_{s.a} - 1)/(\rho_m - 1);$$

puis le volume nécessaire de l'eau V_e:

$$V_e = V_{s.a} - V_m,$$

où V_m est le volume de l'acide marchand, m³; $V_{s.a}$, le volume de la solution acide retenue pour le traitement de la couche, m³; $\rho_{s.a}$, la densité de la solution acide de concentration donnée, t/m³; ρ_m, la densité de l'acide marchand, t/m³; V_e, le volume de l'eau, m³.

La densité ρ_m est mesurée alors que $\rho_{s.a}$ est donnée par le tableau sur lequel sont consignées les densités de la solution acide en fonction de la concentration (tableau 40).

Tableau 42

Densité et concentration de l'acide chlorhydrique

Densité, g/cm³	Concentration, %	Densité, g/cm³	Concentration, %	Densité, g/cm³	Concentration, %
1,030	5,15	1,080	16,15	1,130	25,75
1,035	7,15	1,085	17,13	1,135	26,70
1,040	8,16	1,090	18,11	1,140	27,66
1,045	9,16	1,095	19,06	1,145	28,61
1,050	10,17	1,100	20,01	1,150	29,57
1,055	11,18	1,105	20,97	1,155	30,55
1,060	12,19	1,110	21,92	1,160	31,52
1,065	13,19	1,115	22,85	1,165	32,49
1,070	14,17	1,120	23,82	1,170	33,46
1,075	15,16	1,125	24,74	1,175	34,42

La dilution de l'acide au chantier se fait de deux façons:

1) on verse dans un réservoir la quantité nécessaire de l'eau V_e, puis on y ajoute progressivement la quantité calculée de l'acide marchand V_m;

2) l'acide est dilué dans la colonne de tubing où l'on refoule simultanément de l'eau dans des proportions déterminées.

Dans la pratique des chantiers c'est le deuxième mode qui est le plus appliqué, bien que sa précision de dosage est plus petite.

Matériel technique de l'acidification

Pour le transport, le mélange et le pompage d'acide chlorhydrique dans les zones voisines du fond, on emploie des unités autoportées. Une telle unité comporte une pompe à trois pistons et une citerne couverte de caoutchouc, d'une capacité de 6 m³. La remorque du camion porte en plus une citerne de 7 m³. La productivité de la pompe à piston est de 2,5 l/s sous la pression de 50 MPa, et 17,5 l/s sous la pression de 7,6 MPa.

Modes du traitement à l'acide chlorhydrique de la zone voisine du fond

Voici les différents modes de l'acidification : bains acides, acidifications simples, acidifications sous pression. On recourt également aux diverses modifications des acidifications simples et sous pression : traitements réitérés, traitements multiples ou en série ; traitements profonds, sélectifs, locaux, impulsionnels, à mousse acide, etc.

Les *bains acides* sont prévus pour le nettoyage du fond et du filtre du puits de l'encrassement par la boue, les particules de la pierre de ciment, les restes des charges creuses, les produits de la corrosion des métaux, etc. Le calcul de ces bains est analogue à celui des bains de pétrole décrits dans le chapite XII. Ordinairement, pour un bain on prend 2 à 3 fois plus de solution acide que la quantité indiquée par le calcul, mais pas moins de 0,6 m³. Le temps nécessaire pour assurer la réaction est de 0,5 à 2 h dans les tubages et de 2 à 24 h dans un puits non tubé. Ensuite, le puits est lavé pour évacuer les produits de la réaction.

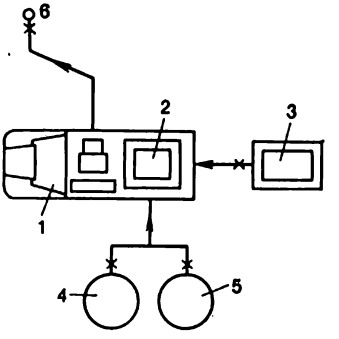


Fig. XXI.1. Répartition de l'équipement pour le traitement à l'acide chlorhydrique :

1 — unité de pompage ; *2* — réservoir d'acide porté par le camion de l'unité ; *3* — réservoir d'acide porté par la remorque ; *4* — réservoir d'acide ; *5* — réservoir de fluide de chasse ; *6* — tête de puits

Les *acidifications simples* sont la forme la plus usitée pour le traitement de la zone voisine du fond. La solution acide est alors chassée dans la couche (fig. XXI.1). Avant de procéder au traitement, on explore le puits pour déterminer l'index de productivité, les ni-

veaux statique et dynamique, la pression de fond et la pression de gisement. On nettoie en plus le fond du sable de la boue et des produits de la corrosion.

Le traitement de la zone voisine du fond se fait avec le tubing descendu dans le puits. Après le lavage du puits (fig. XXI.2, *a*), on injecte dans le tubing la solution acide (fig. XXI.2, *b*), puis, après avoir fermé l'espace annulaire parois-tubage, on chasse l'acide dans la couche (fig. XXI. 2, *c*). Après la chasse la couche est laissée

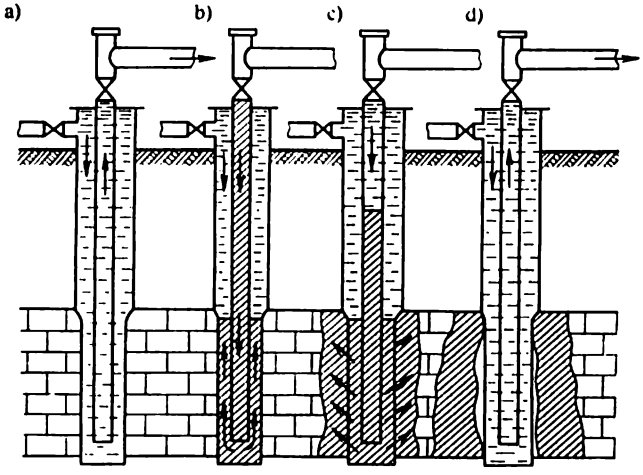


Fig. XXI.2. Schématisation du traitement du puits à l'acide chlorhydrique

quelque temps au repos nécessaire pour la marche de la réaction entre l'acide et la roche (fig. XXI. 2, *d*) ; ensuite, le puits est lavé.

Le lavage des puits de pétrole se fait au pétrole, et celui des puits d'injection, à l'eau. Après le lavage, le puits est mis en exploitation.

En plus de l'acide chlorhydrique, on emploie de l'acide sulfaminique HSO_3NH_2, dont l'interaction avec les carbonates est moins intense que celle de l'acide chlorhydrique. L'acide sulfaminique technique est livré sous la forme de poudre dans un empaquetage mou. La poudre de cet acide est parfaitement inoffensive et n'impose pas de réservoirs spéciaux pour sa conservation. Son utilisation a montré que son emploi est efficace aussi bien pour les puits de pétrole que pour ceux de gaz. Pour traiter la zone voisine du fond, cet acide s'emploie sous la forme de solution aqueuse de 10 à 20 % dans un volume de 8 à 24 m^3 par opération.

Acidification sous pression. En toute rigueur, tous les traitements à l'acide associés à l'injection de l'acide dans la couche se font sous pression. Cette forme d'acidification est mentionnée à part, du fait

qu'elle impose des pressions maximales au possible; ce mode s'emploie pour les couches à faible perméabilité.

La solution acide est injectée dans le tubing et dès qu'elle atteint le sabot, l'espace annulaire est bouché pour créer la pression la plus grande possible, délimitée soit par la résistance du tubage, soit par la caractéristique de la pompe. Ensuite, le processus est arrêté pour observer comment change la pression. Si elle tombe, alors que l'étanchéité de l'appareillage de la tête de puits n'est pas perturbée,

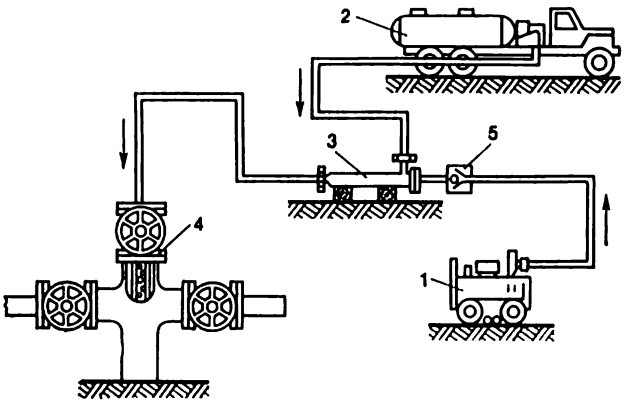


Fig. XXI.3. Manifold pour le traitement du puits à la mousse acide:
1 — compresseur; *2* — unité d'acidification; *3* — émulsionneur à air; *4* — croisillon; *5* — clapet de retenue

on la pousse de nouveau jusqu'à la valeur maximale. Si la réceptivité du puits s'est accrue, on refoule dans le puits une nouvelle portion d'acide et reprend le processus du traitement de la couche. Pour dégager la partie supérieure du tubage de l'action de la pression, on utilise un packer établi dans le tubing au-dessus de la couche.

L'une des modifications de l'acidification sous pression est le *traitement profond* utilisé pour les roches carbonatées fissurées. Cette méthode consiste à refouler dans la couche de l'acide et un liquide à viscosité élevée. Une fois que la première portion de l'acide a réagi avec la roche, on refoule dans la couche le liquide (solutions de liqueur alcoolo-sulfitique ou de carboxyméthylcellulose à viscosité ne dépassant pas 30 Pa·s). Ce liquide couvre la roche d'un film de protection. Ensuite, on pompe la deuxième portion de l'acide qui atteint les zones non traitées de la couche, etc. Ordinairement, on utilise 3 ou 4 m^3 d'acide chlorhydrique à 12 ou 14 % par 1 m d'épaisseur efficace de la couche. En une passe, on refoule 4 à 12 m^3 d'acide. Avec chaque portion successive d'acide on augmente de 10 à 12 % le volume du liquide à viscosité élevée refoulé.

Dans le cas des couches à basse pression, on recourt également au traitement à la mousse acide de la zone voisine du fond. Pour obtenir une mousse, on introduit dans la solution acide des moussants, puis on la soumet à l'émulsionnement à l'air, au gaz naturel ou à l'azote. Comme agent moussant on utilise la catapine A, le carbozoline, le marvelan KO (0,1 à 0,5 % de volume de la solution acide). Le schéma de l'appareillage pour le traitement à la mousse acide est représenté sur la figure XXI.3.

Acidification des couches à basse température

Le traitement des couches à basse température (moins de 20 °C) s'accompagne de la formation des hydrates. Ceci est dû au fait que la réaction de l'acide avec les roches produit entre autres le gaz carbonique et l'eau [cf. (XXI.1) et (XXI.2)]. Les hydrates formés dans

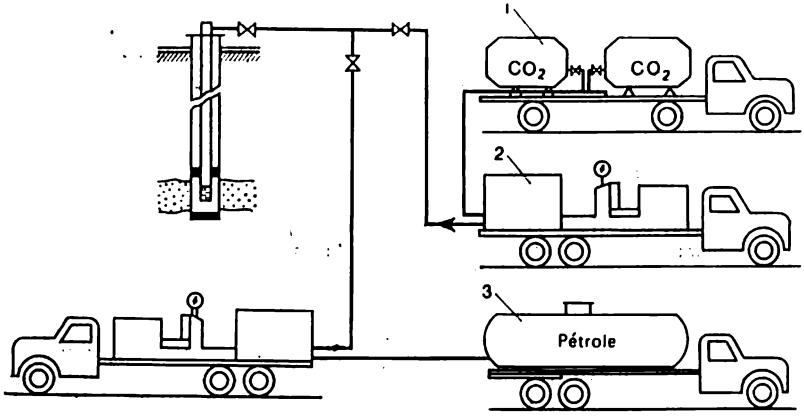


Fig. XXI.4. Schéma du traitement au gaz carbonique:
1 — réservoirs isothermes; 2 — unité de cimentation; 3 — citerne autoportée

les pores et leurs canaux altèrent la perméabilité de la couche. Il existe en Sibérie occidentale et orientale et dans la République de Komi des gisements de pétrole et de gaz à basse température. Pour leur acidification, on emploie des solutions acides inhibées et des liquides de lavage et de chasse. Pour inhiber les solutions acides, on emploie le méthanol, l'éthylène-glycol et les alcools supérieurs qui préviennent la formation des hydrates. Pour réduire la glaciation du liquide de lavage, on emploie largement comme inhibiteur le calcium chloruré.

L'acidification se fait d'après l'une des méthodes décrites dans ce qui précède.

Traitement à l'acide carbonique de la zone voisine du fond

Les solutions aqueuses de l'acide carbonique dissolvent bien les carbonates, ainsi que les dépôts d'asphaltène et de résine. L'acide carbonique liquide est transporté dans des citernes isothermes d'une capacité de 2 t montées sur une remorque de camion. Avant le traitement à l'acide carbonique le puits est exploré et nettoyé des dépôts tout comme pour le traitement à l'acide chlorhydrique. Ensuite, on descend dans le puits le tubing muni d'un packer établi à 5 ou 10 m plus haut que les trous supérieurs du filtre. Après la mise en place du packer on vérifie son étanchéité et la réceptivité de la couche (fig. XXI.4). La quantité d'acide utilisé varie de 1,2 à 5 t par 1 m d'épaisseur efficace de la couche, mais pas moins de 10 t par acidification. L'acide carbonique est injecté par l'unité de cimentation qui est utilisée également pour chasser l'acide par le pétrole. La quantité de pétrole nécessaire pour chasser l'acide carbonique est égale à deux volumes de tubing. Après l'injection, on ferme les vannes et laisse le puits au repos pendant 12 à 24 h pour assurer la réaction.

L'efficacité de l'acidification des puits est évaluée d'après la variation du débit ou d'après la croissance de l'index de productivité défini lors de l'exploration des puits.

§ 2. Méthodes mécaniques d'intervention sur la zone voisine du fond

Parmi ces méthodes il y a la fracturation hydraulique, la perforation hydraulique à jet de sable et le torpillage.

Fracturation hydraulique

La méthode consiste en principe à stratifier le terrain et à y créer des fissures en le soumettant à une pression exercée par un liquide visqueux. Les pressions produites pour la fracturation hydraulique sont 1,5 à 2 fois supérieures à celles de gisement. Pour que les fissures ainsi formées ne se ferment pas, on y refoule après la suppression de la pression, avec le liquide, du sable quartzeux bien calibré. La largeur des fissures ainsi obtenues atteint 1 à 2 mm, leur longueur couvrant des dizaines de mètres. Les fissures remplies de sable à gros grains ont une perméabilité élevée. Ordinairement, la fracturation des couches et le remplissage des fissures par du sable sont assumés par le même *fluide* dit *de fracturation.*

La fracturation hydraulique prévoit les opérations suivantes: injection dans le puits du fluide à viscosité élevée et production dans

la couche des fissures; injection dans la couche du fluide support de sable et refoulement du fluide chassant le sable dans les fissures (fig. XXI.5).

Comme fluides de fracturation on emploie les fluides à base d'hydrocarbures et d'eau. Parmi les fluides à base d'hydrocarbures, on utilise le pétrole à viscosité accrue, le fuel-oil, le gas-oil et le kérosène, traités aux savons à naphtènes pour augmenter leur viscosité.

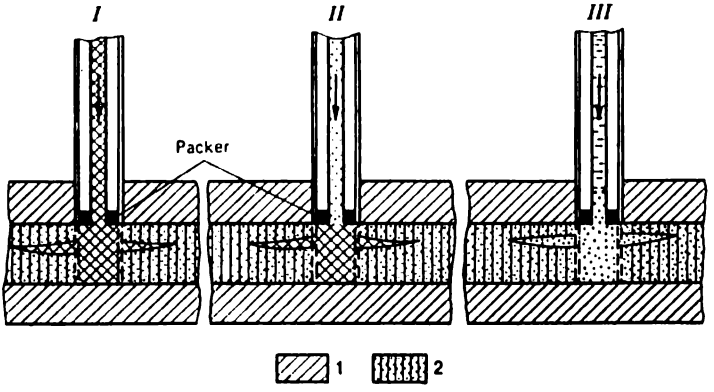


Fig. XXI.5. Fracturation hydraulique de la couche:
I — injection du fluide de fracturation; *II* — injection du fluide support de sable; *III* — injection du fluide de chasse; *1* — argiles; *2* — couche pétrolifère

Dans le cas des puits d'injection, on utilise des fluides à base aqueuse: la liqueur alcool-sulfitique, les solutions de l'acide chlorhydrique et l'eau, dont la viscosité est augmentée par toutes sortes d'agents.

Une fracturation efficace des terrains dépend de la viscosité, de la filtrabilité et du pouvoir de maintenir les particules de sable en état de suspension. Si la viscosité du fluide de fracturation est basse, pour obtenir la fracturation de la couche, il faut refouler de grands volumes pour créer la pression nécessaire. Mais si la viscosité de ce fluide est trop élevée, pour former des fissures, il faut des pressions excessives. D'habitude, la viscosité des fluides de fracturation varie de 5 à 50 Pa·s. Dans des cas très rares pour chasser le fluide de fracturation à travers le tubage, lorsque la perméabilité des couches est grande, on pousse sa viscosité à 100 et même à 200 Pa·s.

La filtrabilité du fluide de fracturation est déterminée avec l'appareil de la mesure de la perte d'eau par la boue. Elle est considérée comme faible lorsque, d'après l'appareil, la perte du filtre est inférieure à 10 cm^3 en 30 mn.

Certains pétroles, ainsi que les émulsions acides à kérosène, à pétrole et les émulsions pétrole-eau, possèdent la viscosité requise

et maintiennent bien le sable en suspension. On les utilise donc en tant que fluide de fracturation.

Ces derniers temps, on utilise comme fluide support de sable un mélange de l'acide chlorhydrique concentré et de liqueur alcool-sulfitique (respectivement 40 et 60 %). Pour la fracturation hydraulique des couches, ce fluide agit sur les dépôts carbonatés en les dissolvant. La liqueur alcool-sulfitique est livrée à l'état solide aussi bien que liquide. La viscosité de son concentré liquide est de 1,5 à 1,8 Pa·s. L'addition de l'eau diminue brusquement sa viscosité. Cette propriété de la liqueur alcool-sulfitique contribue à son élimination des pores et de leurs canaux après la fracturation hydraulique. Lorsque la température monte jusqu'à 90 °C, la viscosité des solutions de cet agent baisse jusqu'à $8 \cdot 10^{-3}$ à $0{,}6 \cdot 10^{-3}$ Pa·s, ce qui le rend inutilisable pour la fracturation hydraulique des couches dont la température est de 130 °C et plus. Dans ce cas, on emploie des solutions aqueuses de 1,5 à 2,5 % de carboxyméthyl-cellulose-500, parfois avec addition du sel commun (jusqu'à 20 ou 25 %). La solution aqueuse de cet agent retient bien le sable en suspension, tout en possédant également une faible filtrabilité, ce qui le rend efficace comme fluide de fracturation.

Les fissures formées par fracturation hydraulique sont remplies de sable pour qu'après la suppression de la pression elles ne se ferment pas en serrant leurs parois. C'est pourquoi le sable doit satisfaire aux prescriptions suivantes: ses grains doivent être assez résistants pour ne pas se désagréger sous l'action de la charge produite par la poussée des roches lors de la fermeture des fissures; dans les conditions de gisement, il doit conserver sa perméabilité élevée. Ces impératifs sont remplis par le sable quartzeux bien arrondi homogène. Voici les dimensions des grains utilisés: 0,25 à 0,4; 0,4 à 0,63; 0,63 à 0,79; 0,79 à 1,0; 1,0 à 1,6 mm. D'après les dimensions des grains, le meilleur sable est celui dont les grains sont de 0,5 à 1,0 mm.

Pratiquement, en une opération de fracturation hydraulique, on refoule dans les fissures de 4 à 20 t de sable. Sa concentration dans le fluide support varie de 100 à 600 kg par 1 m^3.

Technologie de la fracturation hydraulique

Lorsque le débit des puits de production, ainsi que la réceptivité des puits d'injection, diminue, on procède à la fracturation hydraulique de la couche. Avant de s'y attaquer, on détermine le pouvoir absorbant des couches à partir du puits de production. A cet effet, on injecte dans le puits du pétrole pour faire monter par les pompes la pression à la tête de puits tant que la couche ne commence à absorber le fluide. On mesure le débit du fluide à pression constante pendant 10 ou 30 mn, puis, on augmente la pression de 2 à 3 MPa et mesure

de nouveau le débit du fluide, etc. La pression terminale de cette exploration doit être élevée au possible.

D'après les données de l'étude de la receptivité de la couche, on construit la courbe réceptivité-pression du puits. Cette courbe permet d'établir la quantité de fluide, nécessaire pour la fracturation, et la pression à laquelle cette opération marche. Pour pression de fracturation on retient par convention la pression, à laquelle la réceptivité de la couche devient 3 à 4 fois plus intense par rapport à la mesure initiale.

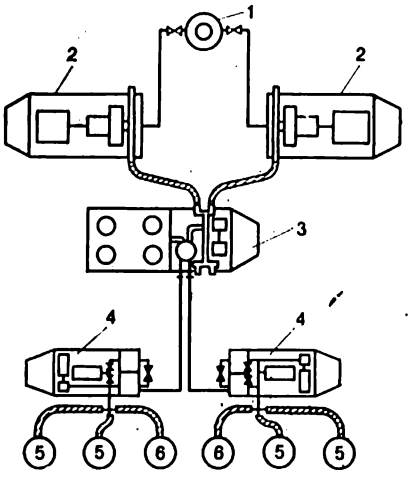


Fig. XXI.6. Manifold de surface pour la fracturation hydraulique, de la couche:

1 — puits; *2* — unité de pompage pour 70 MPa; *3* — mélangeur de sable; *4* — unités de pompage auxiliaires; *5* — réservoirs pour le fluide support de sable; *6* — réservoirs pour les fluides de fracturation et de chasse

Ensuite, le puits est lavé, soumis dans des cas particuliers à l'acidification, ainsi qu'à la perforation supplémentaire, ce qui contribue à réduire la pression de fracturation des roches et à rendre plus efficace l'opération de fracturation hydraulique.

La fracturation hydraulique est réalisée le plus souvent à travers le tubing de 73 ou 114 mm de diamètre, descendu dans le puits. Pour prévenir l'action des pressions élevées sur la colonne de production, on établit au-dessus du filtre un packer à coins ou autoétanche. Pour l'empêcher de se déplacer en haut sous l'action de la pression, on place au-dessus un ancre qui travaille de la façon suivante: sous la pression dans le tubing, un flexible de caoutchouc chasse du corps de l'ancre des peignes qui par leur taille s'engagent dans le corps du tubage en assurant ainsi la fixation du packer. Le manifold de surface de la fracturation hydraulique est schématisé par la figure XXI.6.

L'opération compte trois étapes: I — injection dans la couche du fluide de fracturation et production des fissures; II — injection dans la couche du fluide support de sable; III — chasse du fluide support de sable dans la couche.

L'instant de la fracturation de la couche pendant la I-re étape est établi d'après la chute brusque de la pression et l'augmentation du débit du fluide de fracturation refoulé dans la couche. Après la fracturation, on passe à la II-e étape qui consiste à injecter dans la couche du fluide support de sable suivant un débit élevé et sous une forte pression. Une fois que le volume prévu du fluide est refoulé,

on le chasse dans la couche à la plus grande vitesse possible et sous la pression maximale. Le volume du fluide de chasse doit être égal à celui du tubing par lequel on réalise les trois étapes. Après la chasse du sable dans la couche, la tête de puits est fermée pour laisser le puits au repos jusqu'à ce que la pression excédentaire de la tête ne tombe à zéro. Ensuite, le puits est lavé pour évacuer le sable restant dans le tubage et procéder à la complétion.

La technologie de la fracturation hydraulique des couches productives à plus de 2800 m de profondeur est quelque peu différente. La pression de fracturation, ainsi que celle des autres opérations, étant accrue, on soumet le packer à une contre-pression dans l'espace annulaire parois-tubage. A cet effet, on utilise une unité auxiliaire reliée à l'espace annulaire. La valeur de la pression dans ce dernier est déterminée par voie expérimentale.

Pour la fracturation hydraulique, on utilise un ensemble d'équipement qui, en plus des packers et des ancres, compte des unités de pompage de 50 et 70 MPa, des mélangeurs de sable, des camions-citernes pour le transport du fluide de fracturation, l'appareillage de la tête de puits et un autre équipement auxiliaire.

L'unité de pompage de 70 MPa est l'élément principal. Tous les ensembles de l'unité (moteur, boîte de vitesses, pompe à trois pistons, manifold) sont montés sur un camion à capacité de charge de 100 à 120 kN. La productivité de la pompe est de 6,3 l/s pour une pression de 70 MPa, et de 22 l/s pour une pression de 20 MPa.

Pour le transport du sable et la préparation du mélange fluide-sable, on utilise les unités de mélange. Leur équipement (trémie pour le sable, mélangeur, système d'amenée du sable dans le mélangeur et de la charge du sable dans la trémie, pompe pour refouler le fluide support de sable) est monté sur un camion. La capacité de la trémie est de 6,5 m^3. En une heure de travail, le système d'amenée à partir de la trémie assure un traitement de 50 t de sable.

Le fluide de fracturation est transporté dans un camion-citerne. La citerne comporte une pompe à piston verticale et une tuyauterie pour refouler le fluide dans les unités. La productivité de la pompe est de 16,7 l/s sous la pression de 2,0 MPa.

Pour la fracturation hydraulique, la tête de puits est dotée d'un appareillage fixé par filetage à la colonne de production. Cet appareillage, prévu pour une pression de 70 MPa, comporte le croisillon, la tête, le clapet de sûreté et les robinets à boisseau. Pour le transfert de tout le système de la tuyauterie et de la commande, on utilise le bloc autoporté du manifold, monté sur un camion. Le bloc du manifold se compose des collecteurs de poussée et de distribution, ainsi que d'un ensemble de tubes de tubing de 60 mm à joints articulés et à montage rapide.

Le collecteur de poussée se compose de la boîte à clapets comptant six dérivations pour les relier aux unités de pompage, de la dériva-

tion principale munie d'appareils de mesure et de contrôle (manomètre, densiomètre, débitmètre), de deux dérivations reliant à l'appareillage de la tête de puits, des robinets à boisseau et de clapet de sûreté.

Le collecteur de distribution assure la distribution des fluides moteurs (de fracturation, du mélange fluide-sable, du fluide de chasse) suivant les unités de pompage.

La commande des processus très variés (fracturation de la couche, injection du fluide support de sable et sa chasse), ainsi qu'un matériel varié et multiple, impose une organisation bien nette, une grande attention du personnel qui participe à la fracturation hydraulique et la réalisation du processus sous la direction d'un seul responsable de toutes les opérations et du processus dans son ensemble.

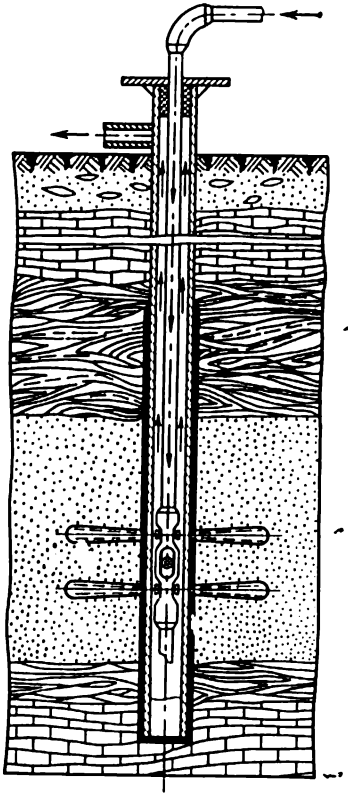


Fig. XXI.7. Perforation par jet de sable

Perforation par jet de sable

Elle est fondée sur l'effet de canon hydraulique produit par un jet de mélange fluide-sable projeté à grande vitesse par une duse.

Par rapport à la perforation par charges creuses cette méthode est moins productive, elle impose l'utilisation des techniques spéciales et ne s'emploie que lorsque les autres méthodes sont inefficaces. Son application est fréquente dans le cas des puits profonds, où la perforation par charges creuses n'a pas donné l'effet attendu.

En plus de l'augmentation du débit des puits de production, la méthode par jet de sable s'emploie pour :

1) produire des fentes annulaires et verticales profondes qui contribuent à la formation des fissures lors de la fracturation hydraulique de la couche ;

2) couper les tubes de tubage, de forage et de pompage ;

3) désagréger les pièces de métal se trouvant au fond, ainsi que les bouchons résistants dans le puits ;

4) élargir la partie non tubée du puits.

Le schéma de la perforation d'une couche par jet de sable est donné par la figure XXI.7 qui montre que le jet, dirigé perpendicu-

lairement à la paroi du tubage, s'échappe de la duse du perforateur à jet de sable.

Les perforateurs se font suivant deux versions qui ne se distinguent presque pas du point de vue de la conception. Un perforateur possède dix trous pour la fixation des duses ou des bouchons. Son diamètre est de 100 mm, sa longueur, de 835 mm. On l'utilise dans les tubages de 140 mm de diamètre et plus. Le perforateur à six trous s'emploie pour les tubages de 114 et 168 mm.

Les duses des perforateurs se font en alliages durs à carbure de tungstène avec des orifices de 3,0 ; 4,5 et 6,0 mm. Les duses des constructions récentes sont montées de façon à former un angle de 2 à 3° en bas dans le sens du plan horizontal. Ceci renforce l'action abrasive du jet en affaiblissant l'action sur le jet du courant de retour de fluide à partir de la fente dans le puits, tout en éliminant la destruction éventuelle du corps du perforateur par le flot de retour du fluide.

Les travaux de perforation par jet de sable sont conduits dans un ordre déterminé. Le perforateur est descendu dans le puits sur la colonne de tubing en mesurant soigneusement la longueur de ce dernier. Ces derniers temps, surtout pour des trous profonds, la profondeur exacte du perforateur est établie à l'aide d'un manchon de repère qu'on place à la longueur d'un ou de deux tubes au-dessus du perforateur. Le repère contient une ampoule porteuse d'un isotope radioactif qui permet par carottage radioactif de préciser la profondeur du repère et, donc, du perforateur.

Après la descente du perforateur à la profondeur donnée, on monte sur la tête de puits l'appareillage nécessaire pour le lavage aussi bien direct qu'inverse. Ensuite, le puits est traité par lavage direct, après quoi, dans la colonne des tubes, on descend une poire. La mise en place de la poire sur le logement du perforateur permet de mettre tout l'équipement (souterrain et du jour) sous une pression 1,3 à 1,6 fois supérieure à la pression de service. Après l'essai sous pression de l'équipement, la poire est extraite du puits par lavage inverse, alors qu'on descend dans les tubes une autre poire qui bouche le trou inférieur du perforateur. Puis on procède à l'injection d'essai du fluide sans sable pour établir le régime de son amenée. Enfin, on pompe dans les tubes le fluide avec le sable (50 à 200 g/l) à l'aide de deux ou trois unités de pompage. Le mélange fluide-sable est préparé par des unités appropriées.

La perforation des puits par jet de sable est menée de bas en haut. Après la fin de l'opération, la poire est chassée par lavage inverse, le puits est lavé, on remonte le perforateur et effectue les travaux imposés par la préparation du puits à la production.

Dans les puits de pétrole, on emploie comme fluide support de sable le pétrole, et dans les puits d'injection, l'eau. Pour la perforation par jet, on emploie le sable à grains de 0,2 à 1,2 mm de diamè-

tre. Le débit de sable est de 8 à 10 t. Le débit par seconde du mélange fluide-sable varie entre 3 et 4 l, le jet s'échappe de la duse à raison de 200 à 260 m/s, la différence de pression étant de 18,5 à 22,0 MPa. La vitesse de la perforation de la colonne et de la roche varie de

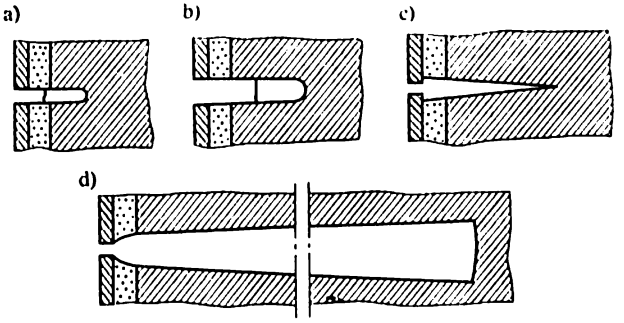


Fig. XXI.8. Trous formés par divers modes de perforation:
a — à balles; *b* — par torpillage; *c* — par charges creuses; *d* — à jets de sable

0,6 à 0,9 mm/s. La durée de la perforation d'un tronçon est de 15 à 20 mn, l'orifice ainsi obtenu diffère des trous percés par d'autres modes de perforation (fig. XXI.8).

Les pressions élevées de la perforation par jet de sable rendent impérative la résistante élevée des tubes. La profondeur admissible H_{adm} de la suspension du tubing à une colonne est déterminée d'après la formule:

$$H_{adm} = \frac{P_{dém} - kF_{tub}p_t}{kq}, \qquad \text{(XXI.3)}$$

où $P_{dém}$ est la charge de démarrage des joints filetés des tubings descendus dans le puits, kN; k, le coefficient de sécurité (1,3 à 1,5); F_{tub}, l'aire de la section droite des tubes, cm²; p_t, la pression de refoulement du mélange fluide-sable sur la tête de puits, MPa; q, le poids de 1 m de tubings dans le fluide, N.

Pour la suspension des tubings à parois d'épaisseur différente ou de diamètres différents, la longueur des tronçons se calcule de la façon suivante:

le tronçon inférieur d'après la formule (XXI.3);

les tronçons qui suivent, d'après la formule:

$$H_n = \frac{P_{dém(n)} - kP_{dém(n-1)}}{kq_n} \frac{F_n}{F_{n-1}}, \qquad \text{(XXI.4)}$$

où H_n est la longueur du tronçon de calcul du tubing; $P_{dém(n)}$, $P_{dém(n-1)}$, les charges de démarrage des joints filetés des tronçons respectivement de calcul et précédent; q_n, le poids de 1 m de tubings du

tronçon de calcul ; F_n, F_{n-1}, les aires respectivement de la section droite des tubings des tronçons de calcul et précédent.

La valeur de la charge de démarrage est déterminée d'après la formule (VIII.30) et d'après les tableaux appropriés.

Sous l'action de la différence de pression dans les tubes et l'espace annulaire parois-tubage la colonne de tubing s'allonge. La valeur de cet allongement Δl se calcule d'après la formule

$$\Delta l = \frac{p_t HS}{EF},$$

où p_t est la pression de refoulement du fluide sur la tête de puits, MPa ; H, la longueur de la colonne de tubing, m ; S, l'aire de la section de la partie intérieure du tubing, cm² ; F, l'aire de la section droite du corps de tube, cm² ; $E = 2{,}06 \cdot 10^5$ MPa, le module d'Young pour l'acier.

Pour la fixation du perforateur on utilise des ancres hydrauliques. Dans les chantiers d'Azerbaïdjan, on a introduit la technologie qui permet d'effectuer la perforation par jet de sable sans arrêter l'amenée du mélange fluide-sable. Dans l'appareillage de la tête de puits, on a introduit une tête à garnitures auto-étanches qui permettent de remonter et de descendre le tubing sans couper la circulation. La productivité de la perforation par jet de sable se trouve ainsi améliorée.

Torpillage des puits

Dans certains cas, surtout dans une sonde ouverte, pour améliorer la venue du pétrole et du gaz à partir de la couche, on recourt au torpillage. L'explosion d'une torpille spéciale chargée de trotyle, hexogène, nitroglycérine ou autre explosif forme une caverne et un réseau de fissures qui accroissent la perméabilité de la zone voisine du fond. Pourtant, cette méthode est appliquée surtout pour détruire le métal au fond du puits.

§ 3. Méthodes thermiques (thermochimiques) de l'intervention sur la zone voisine du fond

Acidification thermique des puits. La paraffine, les résines et les asphaltènes déposés dans la zone voisine du fond entravent l'interaction de l'acide avec la roche. Pour faire fondre ces dépôts, on recourt à l'acidification thermique. A cet effet, on emploie des substances qui, en contact avec l'acide chlorhydrique, se décomposent en dégageant de la chaleur. La substance la plus efficace est le magnésium métallique. La réaction est alors la suivante :

$$Mg + 2HCl + 2H_2O \rightarrow MgCl_2 + H_2 + 462{,}8 \text{ kJ}$$

1 kg de magnésium dissous dans l'acide dégage 19 MJ de chaleur, ce qui absorbe 18,62 l de la solution de HCl à 15 %, qui est alors complètement neutralisée. Tous les produits de la réaction se dissolvent bien dans l'eau. Le magnésium s'emploie sous forme de rondins de 20 à 40 mm de diamètre, longs de 600 mm, d'un poids allant généralement jusqu'à 40 kg, chargés dans des embouts spéciaux. La longueur des embouts dépend de la quantité de magnésium chargé.

Dans ce mode de traitement l'acide chlorhydrique arrive à travers le tubing dans l'embout descendu sur les tiges de pompage, réagit là avec le magnésium et chauffé vient à travers le filtre de pompe de fond sur les parois du puits et la zone voisine du fond. Le régime de refoulement de l'acide doit être tel que sa température à la sortie de l'embout ne soit pas supérieure à 75 °C, car ce n'est qu'à cette température que l'acide garde son activité suffisante pour réagir avec la roche.

Injection dans le puits du pétrole (kérosène, gas-oil) *chauffé.* Il est établi que pour un chauffage efficace de la zone voisine du fond il faut 15 à 30 m³ de fluide porté à 90 ou 95 °C. Le fluide, chauffé dans une installation à vapeur automotrice ou dans des réchauffeurs électriques, est injecté dans le puits ou on procède à un lavage à chaud, ou à la chasse du fluide dans la zone voisine du fond. Pour le lavage à chaud le fluide chauffé est refoulé dans l'espace annulaire (lavage inverse). Suivant la deuxième méthode, on descend dans le puits un tubing avec un packer pour pomper dans la zone voisine du fond du fluide chaud à travers le tubing.

Le *chauffage de la zone voisine du fond à la vapeur* est l'une des méthodes les plus efficaces de l'action thermique sur la couche. La vapeur d'eau surchauffée est refoulée sous la pression de 8 à 15 MPa à travers la colonne de tubing dans la couche si :

1) la profondeur de l'horizon productif n'est pas supérieure à 1200 m ;

2) l'épaisseur de la couche composée par les grès n'est pas inférieure à 15 m ;

3) la viscosite du pétrole dans les conditions du gisement est supérieure à 0,2 Pa·s ;

4) la saturation résiduelle de la couche en pétrole avant l'injection de la vapeur n'est pas inférieure à 50 % ;

5) la densité du pétrole de la couche n'est pas inférieure à 0,9 ou 0,93 t/m³.

Ce sont les conditions dans lesquelles la méthode de la vapeur chauffée est économiquement justifiable.

La méthode la plus usitée est l'injection de la vapeur dans la couche en quatre cycles conventionnels appelée traitement cyclique à la vapeur (fig. XXI.9) :

1. Injection de la vapeur. Celle-ci se condense dans la couche et la chaleur se propage suivant cette dernière. La viscosité du pétrole,

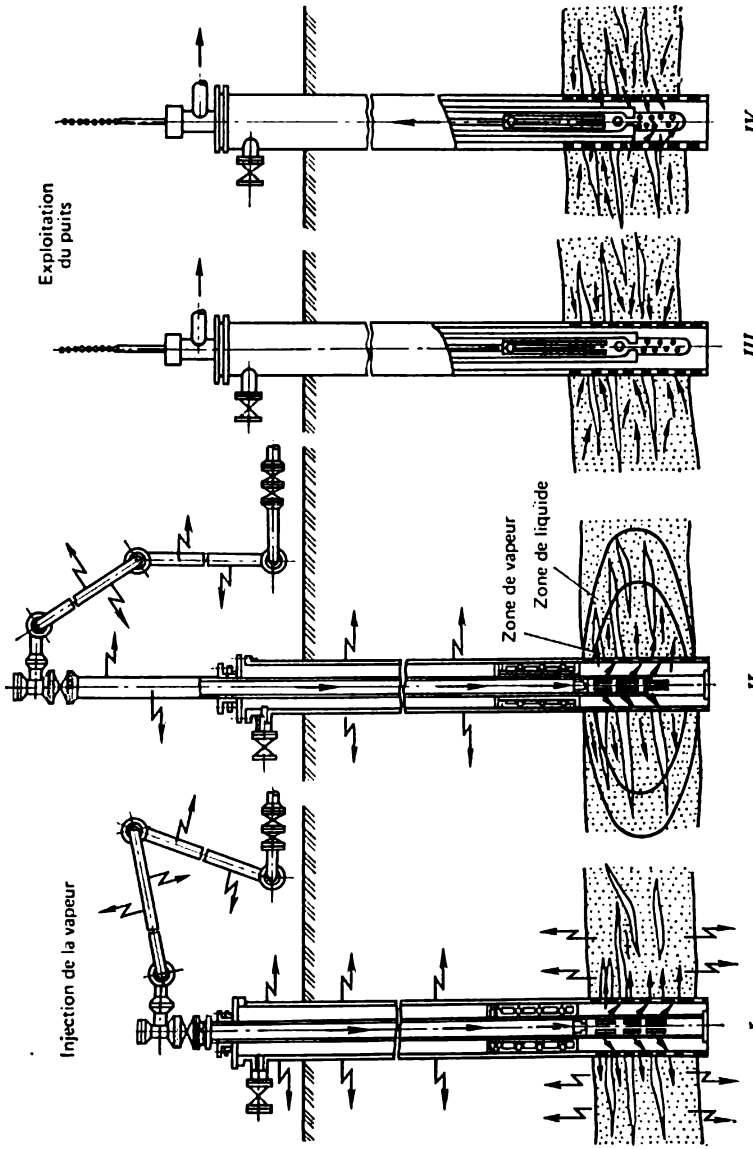


Fig. XXI.9. Schéma du traitement cyclique à la vapeur de la couche pétrolifère

les forces capillaires et les forces d'adhésion diminuent, la perméabilité du terrain augmente.

II. Injection de la vapeur. Il se forme dans la couche deux zones, celle de la vapeur et du fluide, la viscosité du pétrole continue à baisser.

III. Pistonnage du pétrole. La température de la couche se redistribue, le pétrole est chassé des capillaires.

IV. Pistonnage du pétrole. Le pétrole continue à se dégager des capillaires.

L'expérience de l'injection cyclique de la vapeur dans la couche du gisement de Okhinski (île Sakhaline) a montré que, pour une action efficace, il faut pomper 100 à 120 kg de vapeur en 1 h par 1 m de la couche.

En plus des méthodes décrites, on recourt également à l'utilisation des réchauffeurs électriques de fond, ainsi qu'aux méthodes de chauffage à l'aide d'un brûleur spécial.

§ 4. Méthodes physiques d'intervention sur la zone voisine du fond

Traitement de cette zone par des substances tensio-actives. Sa perméabilité peut baisser brusquement sous l'effet de la pénétration de l'eau (lors de l'amortissement du puits, l'élimination des bouchons de sable et d'autres travaux). L'eau des pores et de leurs canaux, maintenue par des forces moléculaires et capillaires, réduit également la perméabilité de la couche. Elle est encore affaiblie par le gonflement des argiles, si elles font partie de la couche, lors de leur contact avec l'eau étrangère. La zone du fond peut être le siège de la formation des émulsions qui contribuent à l'obturation des canaux des pores par des paraffines, des résines et des asphaltènes.

Pour rétablir la perméabilité naturelle, on recourt dans ces cas aux substances tensio-actives utilisées sous forme de solutions aqueuses. Injectées dans la couche, ces substances sont adsorbées à la surface des pores et des canaux et diminuent la tension superficielle à l'interface pétrole-surface solide et pétrole-eau.

L'action des substances tensio-actives consiste en la diminution de la tension superficielle à l'interface pétrole-eau, pétrole-gaz, et eau-gaz, ce qui entraîne la diminution de plusieurs fois de la dimension des gouttes d'eau. Or, il est sensiblement plus aisé de chasser de la couche les gouttes d'eau menues que les grosses gouttes. Certaines substances tensio-actives en s'adsorbant à la surface de la roche la rendent immouillable (hydrophobe), l'eau pelliculaire se détachant de la surface de la roche et se transformant en petites gouttes emportées par le courant du pétrole de la zone voisine du fond dans le puits.

Le traitement aux agents tensio-actifs renforce pour le pétrole la perméabilité de la zone voisine du fond et l'affaiblit pour l'eau, les particules solides minces et peu dispersives étant également éliminées.

Dans les puits d'injection, le pétrole résiduel qui se trouve dans le puits sous la forme d'un film et de gouttes isolées, adhérées à la surface de la roche, se délave bien pour être emporté par le courant d'eau en profondeur de la couche. Il en résulte une meilleure perméabilité de phase de l'eau et réceptivité du puits.

L'expérience montre que, dans les puits d'injection, les couches de faible perméabilité contenant des argiles se prêtent le mieux au traitement par substances tensio-actives non ionisables. Ces substances diminuent notablement la gonflabilité des argiles. Leur utilisation est un mode efficace pour élever la production des puits de pétrole et améliorer la réceptivité des puits d'injection. Pour une production d'huile de 0,05 % les substances tensio-actives non ionisables augmentent le coefficient de déplacement de l'huile de 10 à 15 %.

Pour la complétion d'un puits de production, la zone voisine du fond est traitée avec 40 ou 50 m³ de solution aqueuse de substance tensio-active par 1 m d'épaisseur efficace de la couche. D'abord, le puits est lavé par la solution de la substance tensio-active à raison de 1000 ou 1200 m³/j, puis on la refoule dans la couche sous une pression ne dépassant pas la pression de la fracturation hydraulique.

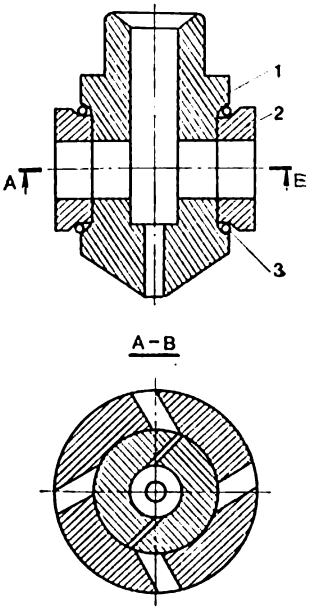


Fig. XXI.10. Vibrateur hydraulique à tiroir

Méthode vibratoire

La production dans la zone voisine du fond des ondes de choc à l'aide d'un vibrateur spécial améliore sa perméabilité.

Pour réaliser des variations brusques des débits de fluide, on emploie des vibrateurs hydrauliques à tiroir (fig. XXI.10). Leur corps porte fixé à demeure par filetage la tige *1* munie de fentes suivant la génératrice du cylindre. Sur la tige tourne fou sur le roulement *3* le tiroir cylindrique *2* muni également de fentes percées sous un angle à la génératrice. Le refoulement du fluide entraîne en rotation le tiroir qui ouvre et ferme périodiquement le passage au courant de flui-

de ; il en résulte des chocs hydrauliques peu forts dont le nombre peut être poussé à 30 000 par 1 mn. Les ondes de choc font croître les dimensions des pores et de leurs canaux, forment un réseau de microfissures, diminuent la viscosité du pétrole et son adhérence aux parois des canaux.

Comme fluide moteur, on emploie le pétrole, la solution de l'acide chlorhydrique, le kérosène ou leurs mélanges.

Dans les chantiers de Bachkirie, pour les puits qui ont été soumis à ce traitement, le débit de près de 70 % est devenu 1,5 fois plus grand, et celui de près de 20 %, plus grand de 2 à 4 fois, la réceptivité des puits d'injection a augmenté sensiblement elle aussi.

La méthode de l'action vibratoire sur la zone voisine du fond est actuellement appliquée dans de nombreux chantiers de pétrole.

Chapitre XXII

MÉTHODES DU MAINTIEN DE L'ÉNERGIE DE GISEMENT DANS UN GÎTE DE PÉTROLE

Au cours de l'exploitation des gisements de pétrole l'énergie des couches, caractérisée par la pression de gisement, baisse progressivement. Si on ne prend pas des mesures pour la venue artificielle du fluide à partir du puits, son prélèvement diminue d'abord pour cesser tout à fait ensuite.

Dans la pratique de chantier, la venue du fluide à partir du puits peut être assurée par pompage, refoulement à l'aide des pompes de fond ou des pompes centrifuges électriques immergées. Il convient de noter que ces modes imposent des dépenses d'énergie importantes. Par ailleurs, le coefficient de récupération reste bas.

Actuellement, on recourt largement aux différentes méthodes du maintien de la pression de gisement. Leur principe consiste à injecter dans les couches productives de l'eau, de l'air ou d'autres agents dans des quantités qui compensent le fluide retiré. De cette façon, l'énergie absorbée par la montée du fluide est rétablie complètement ou l'énergie de gisement est maintenue à un niveau optimal.

En maintenant la pression de gisement, on prolonge sensiblement l'exploitation la plus économique (éruptive), améliore le coefficient de récupération et élève les rythmes de prélèvement du pétrole à partir des couches.

La méthode d'injection d'eau est la méthode principale. Elle permet d'accroître la production de pétrole à des cadences rapides sous la condition que le volume d'eau injectée compense le soutirage du pétrole à partir de la couche.

En présence d'un chapeau de gaz dans les gîtes de pétrole, le refoulement de gaz dans la partie élevée du gîte maintient la pression et, donc, conserve le niveau des débits des puits.

Il est parfaitement clair, également, que le plus avantageux est d'appliquer la méthode du maintien de la pression dès le début de l'exploitation du gisement, du fait que ceci permet de maintenir la pression au niveau proche du niveau initial et, par suite, de conserver longtemps les débits des puits à leur niveau initial accru.

Il faut également indiquer que les méthodes du maintien de la pression de gisement sont appliquées à des étapes suivantes de l'exploitation, lorsque l'énergie du gisement est en partie utilisée.

Ces derniers temps, presque tous les nouveaux champs sont mis en service en appliquant les méthodes de maintien des pressions de gisement. L'exception ne concerne que les gisements où le régime naturel assure lui-même leur exploitation à des cadences élevées sans le maintien de la pression.

§ 1. Injection d'eau périphérique et centrale

En Union Soviétique l'exploitation des champs de pétrole est menée en recourant à toutes les formes d'injection d'eau : périphérique, centrale ou leurs combinaisons. Mais le mode appliqué le plus souvent est celui de l'injection de l'eau périphérique. Cette méthode consiste à refouler dans la couche à travers des puits d'injection spéciaux, répartis en une rangée suivant le périmètre du gîte (fig. XXII.1). Pour ce faire, un grand intérêt présente le choix correct de la distance entre les puits d'injection et de production, ainsi qu'entre les puits d'injection dans leur rangée. Ces distances doivent être choisies de façon à réaliser un pourtour continu de l'eau suivant tout le paramètre du gîte. L'eau refoulée dans la partie périphérique de la couche rapproche la source d'alimentation à la couche et maintient la valeur de la pression de gisement. Les conditions qui favorisent l'application de cette méthode sont la perméabilité élevée ; une épaisseur bien régulière de la couche et la liaison hydrodynamique entre les régions pétrolifère et périphérique (leur communicabilité élevée) ; la pression de gisement supérieure à celle de saturation ; l'absence ou faibles dimensions du chapeau de gaz ; l'absence des ac-

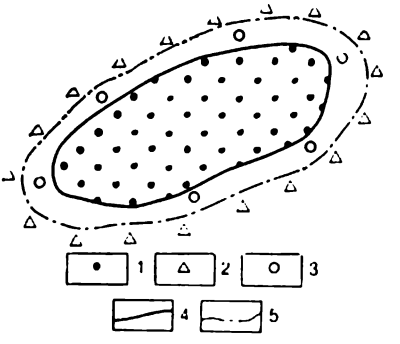


Fig. XXII.1. Schéma de l'injection d'eau périphérique :

1 — puits de pétrole ; *2* — puits d'injection ; *3* — trous de contrôle ; *4* — contour interne de la zone à huile ; *5* — contour externe de la zone à huile

cidents tectoniques qui séparent les couches en blocs isolés ; le pendage relativement raide des couches, ce qui assure une séparation nette entre l'eau, le pétrole et le gaz.

Dans le cas de la faible perméabilité des couches, les puits d'injection sont répartis à l'intérieur du contour aquifère dans la proximité immédiate de la rangée des puits de production. Cette version de refoulement de l'eau s'appelle *injection d'eau périphérique*. L'approche de la source d'alimentation au contact pétrole-eau accroît l'action efficace de l'eau refoulée sur la couche à basse perméabilité.

Pendant l'injection d'eau périphérique, le front se déplace et atteint la rangée la plus proche des puits de production. Dès que l'eau atteint cette rangée, la production de pétrole par ces puits cesse et on les fait passer dans la catégorie des puits d'injection, alors que les puits d'injection qui ont déjà rempli leur rôle sont arrêtés.

Pourtant, la méthode d'injection d'eau périphérique ne s'est pas justifiée dans le cas de gros champs pétrolifères. C'est que la pression accrue par l'injection d'eau agit sur deux ou trois rangées les plus proches et n'atteint pas les autres puits du gîte. Si dans ces conditions le pétrole est extrait de la partie centrale, ceci signifie au fond son exploitation sans maintien de la pression de gisement, ce qui est inadmissible. Mais si on attend que le contour aquifère progresse et engage l'un après l'autre les puits de production qui tombent dans la zone d'action de l'eau refoulée dans la couche, l'exploitation du gisement prend trop de temps.

Par ailleurs, comme l'a montré la pratique, dans le cas d'injection de l'eau périphérique, même après l'injection totale, on réussit d'extraire des puits de production une quantité de pétrole supplémentaire, par suite d'évacuation de ses restes sous l'action du soutirage forcé du fluide à partir du puits.

Par conséquent, les injections d'eau périphérique ne sont efficaces que pour des champs petits et moyens.

Pour intensifier l'exploitation de gros champs, on recourt aux diverses combinaisons d'injection d'eau. Par exemple, à celle qui consiste à couper artificiellement le gîte en terrains isolés. Dans ce cas, la zone d'injection d'eau s'engage directement dans la partie occupée par le pétrole, alors que chaque terrain délimité artificiellement est traité à part (fig. XXII.2).

Dans le cas d'*injection d'eau centrale*, le nombre de puits de production qui se trouvent dans la zone d'action de l'eau refoulée croît brusquement. Il s'ensuit que les débits des puits augmentent, la production courante de pétrole devient plus grande, les délais d'exploitation du gisement diminuent.

Actuellement, la méthode d'injection d'eau centrale s'emploie non seulement pour de grands champs, mais aussi pour des champs moins étendus. Pour assurer les cadences d'exploitation élevées, le

champ est coupé en zones de 4 à 5 km de large, et pour les collecteurs à faible perméabilité, de 3 à 3,5 km de large.

On recourt également à d'autres variantes d'injection d'eau centrale : coupe longitudinale et axiale, injection d'eau dans le foyer ; injection centrale annulaire, etc.

Les injections d'eau centrale annulaire et de foyer s'emploient pour l'exploitation des champs étendus, dont les terrains ont une perméabilité faible. L'injection axiale s'emploie dans les cas de champs étroits, et l'injection à barrières, dans les couches à pendage faible. Dans ce dernier cas, les puits d'injection sont forés le long du front gaz-huile. La barrière d'eau créée par pompage sépare le chapeau de gaz du gîte de pétrole.

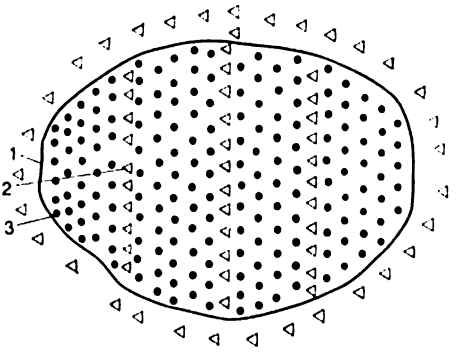


Fig. XXII.2. Schéma de l'injection d'eau centrale et fractionnement du gîte, combinée à l'injection d'eau périphérique : *1* — contour de la zone à huile ; *2* — puits d'injection ; *3* — puits de production

Quel que soit le type d'injection, le régime de pompage doit être tel que le volume d'eau refoulé dans la couche soit égal au volume de fluide et de gaz qui en sont chassés. Pour la plupart des champs à pression de gisement supérieure à celle de saturation, 1 t de pétrole extrait occupe dans la couche avec le gaz associé 1,4 à 1,6 m³. Il faut donc refouler dans la couche 1,4 à 1,6 m³ d'eau pour chaque tonne de pétrole extrait. Or, une part de l'eau refoulée s'échappe dans la zone aquifère du gîte. On admet que les pertes d'eau valent dans ces conditions de 15 à 20 % du volume refoulé. Par conséquent, pour maintenir la pression de gisement au même niveau, il faut, pour chaque tonne de pétrole extrait, refouler dans la couche de 1,6 à 2,0 m³ d'eau.

Pour les injections de tous les types, le nombre de puits d'injection est déterminé par le volume total de l'eau qu'il faut refouler dans la couche et la réceptivité des puits pour les pressions correspondantes du refoulement de l'eau. La réceptivité des puits (le volume de l'eau pompé dans le puits en 24 heures) est établie expérimentalement par pompage d'essai. Ainsi, le nombre de puits est donné par le quotient du volume d'eau requis pour 24 heures de pompage par la réceptivité moyenne du puits.

Pour maintenir la pression de gisement par les méthodes d'injection, il faut porter une grande attention à la qualité de l'eau. A cet effet, on utilise l'eau des rivières, lacs, mers, ainsi que celle des horizons aquifères. Les eaux douces naturelles contiennent des sels

minéraux, ainsi que des micro-organismes, des impuretés mécaniques (sable, vase, etc.) dont la quantité varie suivant la saison. Les impuretés mécaniques et les micro-organismes sont ordinairement de mêmes dimensions que les pores et leurs canaux ; aussi, lorsqu'on utilise une telle eau, les pores et les canaux de la couche se trouvent-ils obturés et la réceptivité des puits d'injection baisse rapidement.

En présence dans l'eau, par exemple, du bicarbonate (HCO_3) il se forme dans la couche à une température accrue le dépôt insoluble de $CaCO_3$. En présence dans l'eau du fer et de l'oxygène dans les couches dont les eaux contiennent de l'hydrogène sulfuré, il se forme des sulfides de fer, des hydrates d'oxyde ferrique et d'oxyde ferreux, qui se déposent sur les pores de la couche. C'est pourquoi, avant l'injection l'eau doit être traitée de la façon correspondante pour l'épurer des impuretés mécaniques et des micro-organismes, des sels qui forment dans les conditions de gisement des dépôts insolubles.

De nos jours, on a accumulé une expérience suffisante du maintien de la pression de gisement à l'aide des eaux thermales souterraines. L'eau fournie par les puits correspondants n'impose pas d'épuration rigoureuse.

Dans de nombreuses régions pétrolifères, on utilise largement pour l'injection les eaux résiduaires. C'est le nom qu'on donne surtout aux eaux de formation extraites avec le pétrole. Elles sont très minéralisées et contiennent de différents sels. En plus des sels, elles contiennent du pétrole en pellicules, le gaz (hydrogène sulfuré, gaz carbonique), des impuretés mécaniques (particules de sable, argiles, oxydes de fer, etc.).

L'utilisation des eaux résiduaires est une entreprise importante qui permet d'économiser l'eau potable, dont le déficit croît, et présente un moyen efficace de la protection de l'environnement, l'évacuation de l'eau usée dans les bassins et les cours d'eau étant inadmissible d'après les normes hygièniques.

L'injection des eaux résiduaires dans les couches productives impose la construction des ouvrages d'épuration onéreux, ainsi que l'utilisation des moyens complémentaires pour protéger le métal contre la corrosion, puisque, généralement, les eaux résiduaires sont très agressives. Actuellement, des unités automatisées d'épuration de ces eaux (flottage ou traitement aux agents tensio-actifs correspondants) ont été essayés et ont donné des résultats prometteurs. La productivité de ces installations est de 750, 1500, 3000 et 10 000 m^3/j.

§ 2. Maintien de la pression de gisement par injection de gaz (d'air)

Cette méthode présente des avantages lorsque les gisements sont exploités au régime du gaz dissous, l'activité des eaux périphériques étant faible, et lorsque les gisements possèdent un chapeau de gaz.

Le gaz (l'air) est refoulé dans la partie élevée du gîte ou dans la zone du chapeau de gaz sous une pression de 15 à 20 % supérieure à celle de gisement.

Les conditions qui favorisent l'application de cette méthode sont les structures au pendage non inférieur à 12 ou 15°, une perméabilité élevée et l'homogénéité des couches productives. Dans d'autres conditions, l'effet de la méthode est bien plus faible.

Comme agent moteur, le mieux est d'utiliser le gaz de pétrole. Mais lorsque celui-ci manque, on emploie également en l'absence

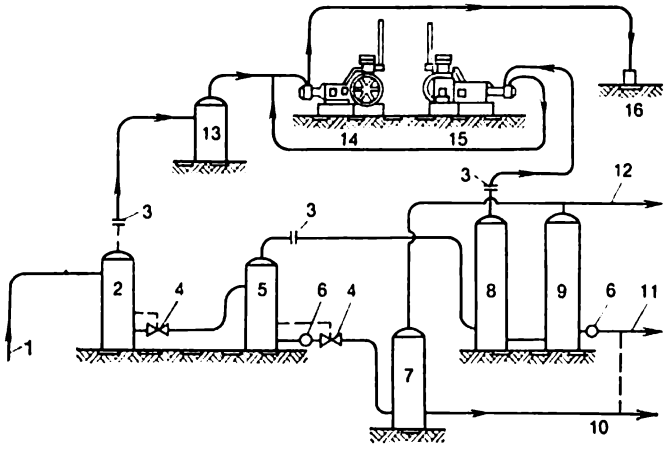


Fig. XXII. 3. Schéma technologique du maintien de la pression de gisement par injection de gaz dans le chapeau de gaz

de chapeau de gaz l'air refoulé dans la zone productive de la couche. Dans ce cas, on crée un chapeau de gaz artificiel. L'injection de l'air dans la couche productive peut être à l'origine des complications suivantes: oxydation du pétrole qui entraîne l'augmentation de ses densité et viscosité et la formation de la résine; baisse de la valeur énergétique du gaz de pétrole par suite de son mélange à l'air; renforcement de l'action corrosive sur le puits de production; formation des émulsions stables eau-pétrole; danger de formation des mélanges explosifs gaz-air.

Pour maintenir la pression de gisement, il faut injecter dans la couche autant de gaz ou d'air qu'on en extrait de gaz et de fluide. Généralement, on refoule dans le puits le gaz extrait avec le pétrole. On considère que le retour de 75 ou 80 % de gaz produit aussi un bon effet.

Voici la technologie de ce processus (fig. XXII.3). Le pétrole et le gaz *1* du puits de production viennent dans les séparateurs de gaz à haute pression *2*, où le gaz est partiellement séparé du pétrole. De

là le gaz arrive dans l'épurateur *13* qui le libère des fractions lourdes, après quoi il est canalisé vers le compresseur de poussée de haute pression *14* et, ensuite, dans le puits d'injection *16*. A la sortie des séparateurs *2*, le pétrole arrive également sur les pièges de basse pression *5*, qui assurent une séparation plus poussée du pétrole et du gaz. Ce gaz contient d'habitude en quantité des hydrocarbures lourds, captés dans l'installation de séparation de l'essence. L'élément principal de cette installation est l'adsorbeur *8*. Enrichi en fractions lourdes, le distillat vient après l'adsorbeur dans le réservoir évaporateur *9*, où se dégagent du distillat les fractions de l'essence. Epuré des hydrocarbures lourds, le gaz arrive à l'entrée du compresseur de soutien *15* pour être canalisé ensuite vers le compresseur *14* et dans le puits d'injection *16*. En sortant du piège *5*, le pétrole arrive dans le stabiliseur *7*, puis dans le réseau de la collecte *10*. Le contrôle de la quantité de gaz est assuré par les compteurs *3*, les conduites sont équipées de vannes *4*. La quantité de fluide est mesurée par les débitmètres *6*. Du stabiliseur *7* et du réservoir évaporateur *9* le gaz est retiré par le compresseur à vide ; à cet effet, ils sont liés par la conduite à vide *12*. A la sortie du réservoir évaporateur, l'essence est canalisée dans la conduite *11*.

§ 3. Nouvelles méthodes de la chasse du pétrole à partir de la couche

Il a été établi que le coefficient de récupération du pétrole des couches varie de 0,2 à 0,7, et dans des cas très rares, il atteint 0,8. Cela signifie que de 80 à 20 % des réserves initiales restent dans la couche ; la tâche la plus urgente est donc d'élaborer et de prendre des mesures pour faire croître ce coefficient. Par exemple, un gisement de pétrole à réserves géologiques de 100 millions de tonnes et à coefficient de récupération de pétrole de 0,3 ne permet ainsi d'extraire que 30 millions de tonnes, et lorsque le coefficient de récupération monte seulement de 1 %, la production complémentaire peut atteindre 1 million de tonnes.

La production de pétrole peut être accrue de plusieurs façons.

Injection dans la couche de l'eau carbonisée. Si on refoule dans la couche de l'eau saturée en gaz carbonique la récupération du pétrole augmente sensiblement. Avec l'addition à l'eau de 4 à 5 % de gaz carbonique, dès le début des travaux d'injection, la production des couches augmente de 10 à 15 %, et dans les gîtes ayant déjà subi l'injection, de 8 à 10 %. Cette action est définie par le fait que dans l'eau le gaz carbonique dissous augmente sa viscosité, alors que dans le pétrole qui dissout CO_2 en grand volume, ce gaz diminue sa viscosité. La mobilité du pétrole est ainsi accrue, ce qui améliore son soutirage à partir de la couche.

Injection dans la couche des solutions aqueuses des substances tensio-actives. Cette méthode recourt à des substances tensio-actives non ionisables qui se dissolvent bien dans l'eau et possèdent un fort pouvoir détersif, c'est-à-dire qu'elles lavent de la surface de la roche le film de pétrole et le transforment en une suspension stable (ou émulsion), ce qui entrave le retour de l'adhérence du pétrole au terrain.

L'expérience de l'injection dans la couche de l'eau traitée par cette méthode dans la zone expérimentale du gisement de Nikolo-Bérésovsk a montré qu'un débit de 700 t de substances tensio-actives permet d'obtenir 200 mille tonnes de pétrole supplémentaires ou 270 t de pétrole par tonne de substance tensio-active.

Injection de la vapeur. Cette méthode s'emploie pour réchauffer à la vapeur surchauffée les pétroles visqueux et lourds des couches pas plus profondes que 1200 m. On s'efforce de pomper la vapeur sur toute la surface, pour couvrir par son action le plus grand volume possible du gîte.

Injection de l'eau chaude. C'est la méthode à laquelle on recourt pour les pétroles lourds visqueux à grande teneur en paraffine et à température de gisement qui dépasse seulement de quelques degrés celle de la cristallisation de la paraffine. Si on refoule dans la couche de l'eau froide (pour maintenir la pression), la couche se refroidit, la viscosité du pétrole croît, la paraffine commence à se cristalliser et en bouchant les pores fait baisser la perméabilité de la roche magasin.

Foyer de combustion se déplaçant à l'intérieur de la couche (combustion in situ). La chaleur dans la couche est fournie par les constituants les plus lourds du pétrole de gisement ; cette méthode s'emploie pour les gisements à pétroles très lourds, peu mobiles, ne permettant d'extraire pas plus de 30 % de leurs réserves.

Après la création du foyer de combustion, on injecte à l'aide d'un réchauffeur spécial de l'air enrichi en oxygène. L'amenée continue de l'air amorce le déplacement du front de combustion dans la couche. La température élevée de la combustion décompose le pétrole en gaz hydrocarburés et reste genre coke. Les gaz hydrocarburés sont extraits du puits avec les produits de combustion, alors que les restes genre coke brûlent dans la couche.

Ce processus a été réalisé au gisement Pavlova Gora dans la région de Krasnodar. Le pétrole est ici lourd (0,975 g/cm^3) et résineux (36 %). La profondeur moyenne de son gisement est de 225 à 247 m, la porosité de la couche est de 28 %, sa perméabilité, de 0,1 à 0,176 μ^2 ; la température de gisement, 21 °C ; la pression de gisement, 0,2 à 1,2 MPa ; le mouillage de la couche, 58 %. Les 13 puits fournissaient en 24 heures 5 t de pétrole.

L'utilisation du front de combustion mobile a poussé la production de ces puits à 15 ou 20 t de pétrole par 24 heures. En deux ans on a obtenu 7300 t complémentaires.

Chapitre XXIII

ENTRETIEN DU FOND DES PUITS

L'exploitation des puits de pétrole et de gaz diminue avec le temps leur débit ou l'arrête complètement. Le matériel de fond est mis hors

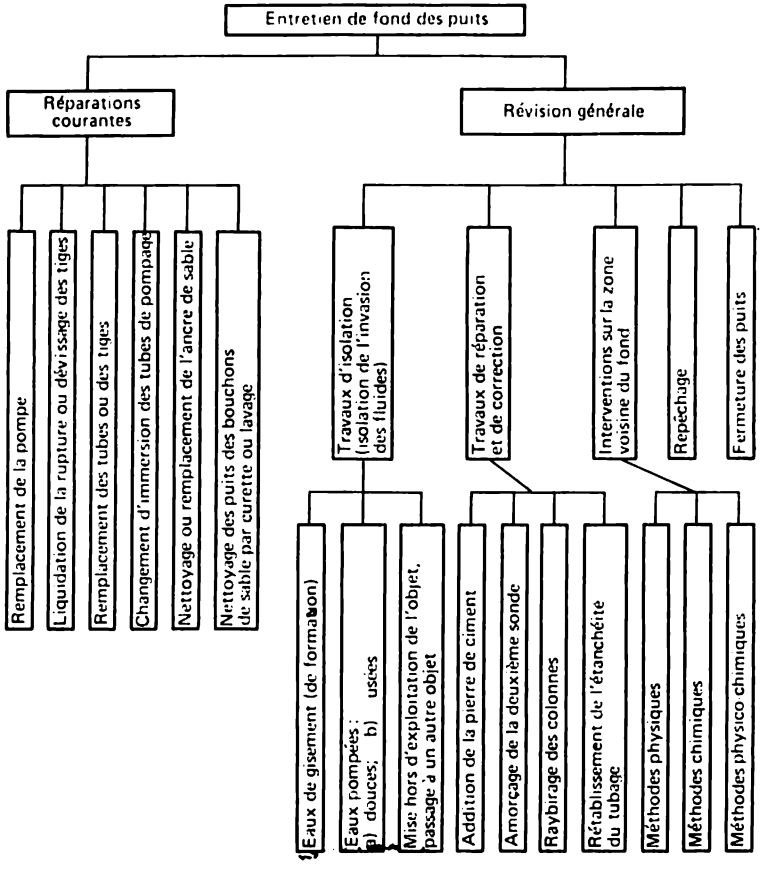


Fig. XXIII.1. Schéma de la distribution des interventions de fond réalisées lors des réparations courantes et de révision générale

service par usure ou ruptures, les eaux étrangères peuvent arriver sur le sondage, vient le temps imposant la modification du régime technologique du puits, etc.

Tous les travaux relatifs au rétablissement du régime technologique ou à sa modification, à la liquidation des incidents, des venues des eaux étrangères, au remplacement ou à la réparation du matériel descendu dans le puits, à l'exécution de deuxièmes sondes, ainsi qu'à la fermeture du puits, sont du ressort de l'entretien du fond.

L'entretien du fond est classé par convention en réparations courantes et révision générale. La figure XXIII.1 schématise la distribution des interventions de fond réalisées dans ces deux cas.

Les réparations courantes des puits de gaz présentent des particularités du fait de leur exploitation dès le début jusqu'à la fin par la méthode éruptive. Ces réparations consistent à remplacer les tubes d'exploitation, à extraire, vérifier et remplacer les packers et les filtres, à réparer l'équipement de la tête de puits, qui impose l'amortissement de ce dernier, et à hermétiser l'annulaire tubage-parois. L'entretien du fond courant et général est assuré par des équipes spécialisées.

Les tâches principales des équipes d'entretien et de tout le personnel affecté à ces travaux consiste à pousser au maximum la période entre les réparations et à augmenter la production du pétrole et du gaz avec une main d'œuvre minimale et la plus petite quantité possible de matériaux et d'autres ressources.

Par *période entre les réparations*, on entend la durée réelle de l'exploitation d'un puits d'une intervention à l'autre. Plus la qualité des travaux de réparation et la fiabilité de l'équipement de fond sont élevées, plus cette période est grande et plus l'exploitation du puits est efficace. Il faut insister que l'impératif capital de l'augmentation de la période entre les interventions est encore le travail suivant le régime technologique optimal. Pour rendre plus grande la durée entre les réparations, il importe d'envisager celles-ci comme un ensemble complexe de l'entretien du matériel de fond et de la réparation de l'équipement du jour.

§ 1. Schéma général de l'entretien du fond

L'entretien du fond d'un puits (c'est le nom qu'on donne aux réparations courantes) se compose de quatre opérations technologiques principales: nettoyage et amortissement du puits; préparation du puits et de l'équipement à l'entretien; opérations de manœuvre et travaux d'entretien direct; complétion du puits après les opérations d'entretien.

Suivant les particularités du gisement concret le nombre d'opérations principales de cet entretien peut changer. Par exemple, dans le cas des pressions de gisement anomalement basses, les opérations de nettoyage et d'amortissement ne sont pas obligatoires.

Nettoyage et amortissement du puits

Le puits est considéré comme prêt à l'entretien du fond lorsque les manœuvres et autres travaux sont rendus possibles. D'autre part, il est de rigueur d'observer les normes de la technique et de la protection du travail, ainsi que d'éliminer l'encrassement éventuel de l'environnement par le pétrole, les eaux de gisement et les gaz de pétrole agressifs.

Ces conditions sont assurés par nettoyage et amortissement du puits avec des fluides de lavage ou de chasse (technologiques).

Par lavage on assure le remplacement du mélange de pétrole, de gaz et de l'eau de formation présents dans le puits par le fluide technologique, alors que la chasse (l'amortissement) consiste à pousser la pression ρ du fluide technologique à la valeur requise:

$$\rho = \frac{\psi p_{gis}}{L_p g},$$

où ψ est le coefficient égal à 1,05; p_{gis}, la pression de gisement courante dans le puits; L_p, la profondeur de la couche; g, l'accélération de la chute libre.

On calcule également le volume nécessaire du fluide de lavage (de chasse) pris ordinairement égal à deux volumes du puits.

Le lavage et l'amortissement se font aussi bien par circulation directe qu'inverse. Le plus souvent on recourt au lavage inverse lorsque le volume du fluide est minimal.

Comme fluide de lavage et de chasse, on emploie l'eau douce ou minéralisée, traitée ou non traitée aux substances tensio-actives, la boue, l'émulsion inversionnée, la boue à base de pétrole, etc. Le plus souvent, on utilise les eaux douce et minéralisée, traitées et non traitées aux substances tensio-actives, ainsi que le fluide de forage.

Préparation du puits et de l'équipement à l'entretien du fond

Avant le lavage et l'amortissement du puits et après ces opérations, on procède aux travaux préparatoires. A cet effet, le terrain tout autour du puits doit être balayé dans un rayon de 35 ou 40 m et aménagé pour répartir l'équipement nécessaire, la réserve requise des outils et des matériaux, des tubings, des tiges de pompage, etc.

Le matériel de lavage est monté dans un ordre déterminé sur la base des procédés de travail rationnels et assurant la sécurité, établi d'après l'étude et la généralisation de l'expérience progressive décrite dans les cartes de consigne au chef de poste.

Après la répartition et le montage de l'équipement, on procède au montage des mécanismes et dispositifs relatifs aux travaux de

manœuvre. A cet effet, on établit sur le plancher de travail la table à outils et vérifie l'état du matériel, monté sous la direction du chef de l'équipe d'entretien. Ensuite, on s'attaque à l'entretien.

Entretien du fond et opérations de manœuvre

L'entretien du fond commence par le démontage de l'appareillage de la tête du puits. Le matériel démonté est placé sur la plateforme auxiliaire, dans un certain éloignement du plancher de travail. Ensuite, on dégage de la tête de puits le support pour monter les clés mécaniques et électromécaniques, dont le bon état doit être vérifié au préalable. Les travaux de préparation du puits aux opérations de manœuvre sont alors achevées.

Dans le cas des puits éruptifs et en pompage dans lesquels sont descendus deux tubings, on remonte d'abord la colonne intérieure, puis, la colonne extérieure. Les tubes de pompage dévissés sont stockés sur des rayons près de la tête pour connexion.

Pour serrer sous le joint et maintenir la colonne de tubing en suspension pendant les manœuvres, on emploie les élévateurs à tubes.

Le vissage et le dévissage des tubings avec une clé automatique sont assurés par élévateurs spéciaux.

Après l'essai du tubing, le remplacement des tubes hors service ou des tubes non revêtus par des tubes revêtus, la destruction d'un bouchon de sable et le traitement aux agents chimiques de la zone voisine du fond, on descend dans le trou les tubings, d'abord la colonne extérieure, puis la colonne intérieure.

Lorsqu'il s'agit d'un puits muni d'une pompe de fond non montée tout entière, les tiges sont séparées du piston et de la suspension à la tête de cheval de la pompe-balancier, puis remontées du puits. Les tiges sont retenues en suspension par un dispositif spécial ou rangées sur des rayons. Ensuite, on remonte la colonne du tubing avec la pompe de fond. Après avoir remplacé les tiges avariées, le tubing et la pompe de fond, le tubing est descendu dans le puits, puis suspendu au support. Ensuite, on descend les tiges de pompage et, après les avoir accouplé au piston, on les suspend à la tête de cheval de la pompe-balancier.

Pour réviser un puits comportant une pompe de fond montée tout entière, les tiges de pompe sont remontées avec le piston, puis on remplace le piston et les tiges usagées. Ensuite, on descend le piston avec les tiges dans le puits. Après la mise en place du piston, les tiges sont suspendues à la tête de cheval de la pompe-balancier. La manœuvre des tiges de pompage est assurée par les élévateurs de tige à capacité de charge de 5 et 10 t.

Lorsque le puits est équipé d'une pompe centrifuge électrique immergée, après le démontage de l'appareillage, le câble électrique est enroulé sur le galet de suspension, puis on monte les clés de dévis-

sage des tubes de pompage et le poste de commande de l'enrouleur automatique du câble de puissance. Ensuite, on amorce la remontée de la pompe immergée. Après la remontée du tube suivant, l'aide de l'opérateur dégage le câble électrique du tubing à l'aide d'un crochet spécial. Une fois la pompe immergée remplacée, on la descend dans le trou, fixe le câble électrique au tubing à l'aide des dispositifs spéciaux. Les travaux d'achèvement (montage de l'appareillage, contrôle de l'état des clapets) se fait dans l'ordre inverse à celui des travaux préparatoires.

Après les travaux d'achèvement, le matériel de levage est démonté pour commencer la complétion du puits. La complétion des puits éruptifs et à gas-lift se fait en baissant la pression de fond, et celle des puits en pompage, par la mise en marche de la pompe.

Dans ce qui précède, la description porte sur les travaux d'entretien réguliers, préventifs; or, l'exploitation d'un puits peut donner lieu à des incidents qui rendent nécessaires les instrumentations. Ainsi, on peut observer des ruptures des tubings et des tiges de pompage, qui en présence des pompes centrifuges électriques immergées se compliquent par la rupture du câble électrique, les coincements des tubings et de la pompe de fond par un bouchon de sable ou d'autres sédiments.

Le vissage et le dévissage manuel des tubings se fait avec des clés à chaîne, articulées et de blocage. Pour les tiges de pompage, on utilise les clés à tiges. Pour accélérer et faciliter le vissage et dévissage des tubings, on se sert de clés automatique et mécanique universelle. Celle-ci, en plus du vissage et dévissage, maintient en suspension la colonne de tubing et assure son centrage. Pour le vissage et dévissage des tiges de pompage, on emploie des clés à tiges automatiques.

§ 2. Instrumentations

Pour extraire du puits les tiges de pompage rompues ou dévissées, on utilise des outils de repêchage appropriés à piston et à coins de retenue, des joints de sécurité, des overshots, des cloches de repêchage.

Les tubes de pompage rompus ou dévissés sont retirés du puits par des harpons de repêchage serrant les tubes soit de l'extérieur, soit de l'intérieur, des tarauds, des cloches d'exploitation.

Le câble d'acier est retiré du puits par toutes sortes de fourches élastiques, des harpons, de différents dispositifs à crochet pour repêchage du câble.

§ 3. Nettoyage des puits des bouchons de sable

Au cours de l'extraction de la production à partir des couches composées par des grès faiblement cimentés, la couche se désagrège et les particules solides viennent jusqu'au puits pour former des bou-

chons de sable. Ces bouchons peuvent se former au niveau du filtre, dans les tubes, au-dessus du sabot de la deuxième colonne. Les bouchons réduisent le débit et peuvent faire cesser tout à fait la venue du pétrole et du gaz. Les dimensions des bouchons peuvent être les plus diverses, parfois ils s'étendent à plusieurs dizaines de mètres. Pour nettoyer le puits des bouchons, on recourt aux curettes, aux hydroforeuses sans tiges et à la circulation directe et inverse.

§ 4. Révision générale

Les remises en état souterraines les plus compliquées, qui imposent l'application des installations de forage, des tubes de forage, des outils de repêchage de grande capacité de montée, se rapportent à la catégorie des révisions générales. Celles-ci prévoient les travaux d'isolation, de repêchage, de réparation et de correction.

Les travaux d'isolation consistent à parer aux invasions dans le puits des eaux étrangères à partir des aquifères supérieurs et inférieurs ainsi que des flux transversaux à partir des intercalaires.

Dans le système de révision générale, les travaux de repêchage occupent une place à part. Le plus compliqué et le plus laborieux est le repêchage des tubings rompus et tombés au fond. L'impact incurve les tubes suivant une spirale en les coinçant dans le tubage. Souvent les tubes se rompent en plusieurs sections et peuvent constituer deux et même trois colonnes. En présence d'un bouchon de sable le tubes peuvent être coincés.

Aux travaux de réparation et de correction on rapporte ceux dont l'objectif est d'éliminer les incidents relatifs au tubage (compression, rupture, fissuration, corrosion), de remplacer la partie endommagée du tubage, de forer le deuxième trou de sonde.

Les travaux, qui consistent à tuer un puits après la fin de son exploitation, sont également du ressort de la révision générale. Il en est ainsi du fait qu'ils imposent le repêchage d'une partie du tubage, l'isolation des horizons productifs par des ponts de ciment.

§ 5. Technique de sécurité dans l'entretien du fond

Les travaux relatifs à l'entretien imposent l'utilisation de divers mécanismes manœuvrés à la main, ce qui présente une source de danger supplémentaire. Aussi, ces travaux ne peuvent-ils être assumés que par un personnel bien renseigné sur les règles du maniement des mécanismes, ayant une idée bien nette de la technologie des travaux, connaissant et observant les prescriptions de l'exécution de toutes les opérations de façon à éliminer toutes les défaillances.

L'utilisation du matériel de levage rend fondamental pour la réalisation des travaux sans incidents le bon état de tous les mécanismes et unités et leur fiabilité élevée.

Avant de s'attaquer à la manœuvre et à d'autres travaux, on passe scrupuleusement en révision le derrick (le mât) en vérifiant le bon état des mouflages, ainsi que la sûreté d'ancrage du derrick par les haubans-tendeurs. La présence sur les plates-formes du derrick et les échelles des objets hétérogènes est inadmissible; les outils et les dispositifs prévus pour le travail à la hauteur doivent être attachés.

Le monte-charge doit être établi de façon que l'opérateur qui y travaille ait bien en vue la tête de puits et qu'il lui soit commode de desservir le monte-charge.

Tous les équipements et outils doivent être en bon état, propres, les surfaces subissant le frottement bien graissées. Les câbles de mouflage et de puisage ne doivent pas avoir de nœuds, de filons rompus et de fils pliés. Pour travailler avec des câbles, les opérateurs doivent mettre des gants ou des moufles.

Avant le démontage de l'arbre de Noël, ainsi qu'avant la remontée des tiges de pompage, la pression dans le puits doit être baissée jusqu'à sa valeur atmosphérique.

Il est strictement interdit de maintenir le mouflage sous charge pendant les interruptions de travail.

Lorsqu'un puits dégage de l'hydrogène sulfuré, les opérateurs doivent être munis de masque à gaz. Pour déterminer la présence et la concentration de l'hydrogène sulfuré, l'installation doit comporter un indicateur; le personnel desservant un tel puits doit recevoir des consignes spéciales.

La sécurité des travaux d'entretien est réglementée par des instructions spéciales.

Chapitre XXIV

COLLECTE ET EXPÉDITION DU PÉTROLE ET DU GAZ

§ 1. Collecte du pétrole

La production des puits de pétrole, composée de mélange de pétrole, de gaz, d'eau, d'additions de sable et d'autres particules solides, doit être recueillie et préparée pour l'expédition ultérieure vers les raffineries par les oléo- et gazoducs, les moyens de transport ferroviaire et navigables.

Par système de collecte de la production des puits de pétrole on entend tout l'équipement et le système de conduites construits pour la collecte de la production des puits isolés et sa canalisation vers le poste central de traitement. Il n'existe pas de système universels. Chaque champ présente ses particularités des conditions naturelles

et climatiques, de la distribution du faisceau de puits suivant le chantier, des modes et des volumes de la production du pétrole, du gaz, de l'eau, de leurs propriétés physiques, etc. Toutefois, tous les systèmes de collecte doivent présenter les traits communs suivants:

1. Possibilité de mesurer le débit de chaque puits ou, au besoin, d'un faisceau de puits;

2. Canalisation de la production des puits vers le poste central de traitement sous une pression créée à la tête de puits et, lorsque cette

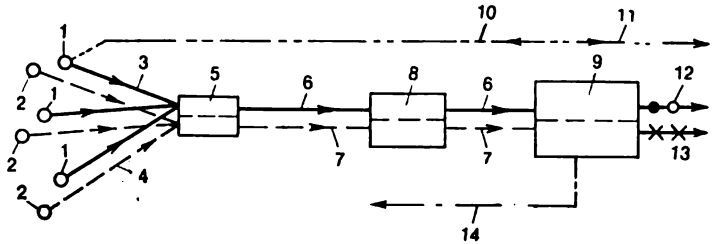


Fig. XXIV.1. Schéma de principe de la collecte de pétrole, de gaz et d'eau: *1* — puits fournissant un pétrole deshydraté; *2* — puits fournissant un pétrole hydraté ou contenant de l'hydrogène sulfuré; *3*, *4* — conduites d'écoulement; *5* — installations de la mesure du débit des puits; *6*, *7* — collecteurs de pétrole et de gaz; *8* — poste de collecte intermédiaire ou stations de pompage complémentaires; *9* — poste central de traitement du pétrole; *10*, *11* — conduite de gaz pour sa canalisation vers le gas-lift ou l'usager; *12*, *13* — pétrole canalisé dans le oléoduc respectivement contenant et ne contenant pas H_2S; *14* — conduite d'eau

pression est insuffisante, l'utilisation des pompes aux postes de collecte intermédiaires ou aux stations de pompage complémentaire;

3. Séparation du pétrole et du gaz et canalisation du gaz vers le poste de son traitement; dans le cas de l'exploitation par gas-lift, canalisation inverse du gaz dans la direction des puits;

4. Séparation du pétrole et de l'eau avant les postes de traitement du pétrole dans le cas des puits très humides;

5. Collecte séparée de la production de certains puits si, pour quelques raisons, il est indésirable de la mélanger à celle des autres puits;

6. Chauffage du pétrole à viscosité élevée si sa collecte et son expédition sont impossibles aux températures observées.

Le schéma de principe de la collecte du pétrole et du gaz associé est représenté sur la figure XXIV.1. La production des puits *1*, *2* vient jusqu'à l'installation *5* pour la mesure de son débit et, ensuite, vers le poste de collecte intermédiaire ou la station de pompage complémentaire *8*, d'où elle est canalisée vers le poste de traitement central *9*. De là, le pétrole est repompé par les conduites *12* et *13* dans les réservoirs marchands pour l'expédition ultérieure. Le gaz après son traitement (séparation de l'eau et du condensat) arrive par le gazoduc *11* aux usagers ou par la conduite *10*, aux gas-lifts des puits.

La production, qu'on ne veut pas mélanger à celle des autres puits, arrive à l'installation de mesure du débit par la ligne d'écoulement *4* pour être canalisée vers la station de pompage complémentaire ou le poste de collecte intermédiaire par le collecteur de pétrole et de gaz *7*. L'eau de formation, séparée au poste central de traitement du pétrole, est refoulée par la conduite *14* dans les couches productives pour maintenir la pression de gisement ou dans les horizons absorbants. Les conduites *3* et *4* qui vont des puits vers les installations de mesure du débit s'appellent *lignes d'écoulement*,s et les conduites *6* et *7*, collecteurs d'huile.

De nos jours, dans les champs de pétrole, on recourt largement aux systèmes de collecte à conduite unique. Dans ce système, toute

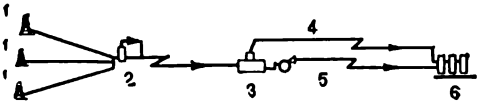


Fig. XXIV.2. Système de pompage à une conduite de la collecte du pétrole et du gaz:

1 — puits; *2* — ensemble du piège de séparation et de mesure; *3* — station de pompage complémentaire; *4* — gazoduc; *5* — conduite de transport du pétrole saturé en gaz; *6* — poste central de collecte et de préparation du pétrole, du gaz et de l'eau

la production du puits (pétrole, gaz associé, eau) est canalisée par la ligne d'écoulement vers l'installation de mesure du débit, d'où le collecteur la dirige vers le poste central de traitement du pétrole et du gaz.

Il existe également des systèmes de collecte de pétrole à deux conduites, où à l'installation de mesure de débit, ou aux stations de pompage complémentaires, le gaz et le pétrole suivant les conduites à eux sont canalisés vers le poste central de traitement.

Tous les systèmes de la collecte du pétrole et du gaz associé doivent assurer la conservation des fractions légères, i.e. qu'ils doivent être étanches. Le système à une conduite correspond le mieux à cet impératif. Il convient également d'insister sur le fait que le système à une conduite est le plus commode pour l'automatisation de la production et du traitement.

La figure XXIV.2 schématise le système de pompage à une conduite. Il convient également à la collecte du pétrole paraffineux. Sous la poussée de la pression produite à la tête de puits, la production des puits *1* vient dans l'ensemble piège-mesure *2* relié ordinairement à *3* ou *4* puits. Dans les pièges, l'huile est séparée du gaz pour la mesure du débit de l'huile, puis ils sont de nouveau mélangés et dirigés par la conduite de collecte sur la station de pompage complémentaire *3*. Celle-ci est la première étape de la séparation du gaz sous la pression de 0,5 à 0,6 MPa. Ensuite, le pétrole et le gaz se dé-

placent séparément : le gaz suit la conduite *4*, alors que la conduite *5* canalise le pétrole et le reste de gaz libre et dissous vers le poste central de collecte et de traitement.

La figure XXIV.3 donne le schéma de la collecte du pétrole paraffineux. Il diffère en principe des précédents par ses réchauffeurs de

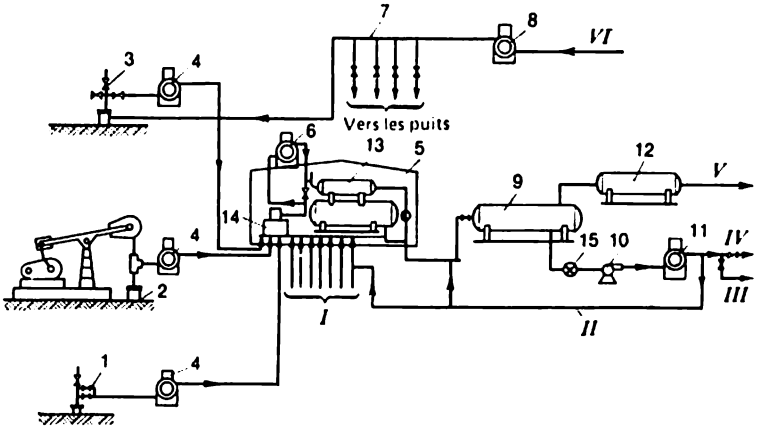


Fig. XXIV.3. Système de collecte du pétrole à taux élevé de paraffine :
1 — puits éruptif ; *2* — puits en pompage ; *3* — puits à gas-lift ; *4* — réchauffeur de tête de puits ; *5* — installation « Spoutnik » ; *6* — four pour chauffage de la production arrivant dans le séparateur de mesure ; *7* — poste de distribution de gaz ; *8* — four pour le chauffage du gaz ; *9* — séparateur du premier étage ; *10* — pompe ; *11* — four pour chauffage du pétrole ; *12* — séparateur de gaz ; *13* — séparateur de mesure ; *14* — commutateur des puits ; *15* — compteur. Conduites : *I* — production des puits ; *II* — pétrole chauffé ; *III* — pétrole déshydraté ; *IV* — pétrole hydraté ; *V* — gaz du premier étage de séparation ; *VI* — gaz de haute pression

la tête de puits, ainsi que par ses fours pour le chauffage de la production. Le chauffage du pétrole paraffineux est nécessaire pour prévenir son refroidissement et le dépôt de paraffine dans les conduites et les installations.

§ 2. Collecte du gaz naturel

On donne ce nom au processus de l'amenée du gaz des puits jusqu'aux usagers, y compris son traitement correspondant.

Le gaz à hydrocarbures naturels s'emploie comme combustible, matière première de l'industrie chimique, agent moteur des puits à gas-lift, pour l'injection dans la couche où il doit maintenir la pression, etc. Ceci fait que parmi les usagers du gaz naturel peuvent être les gazoducs, les raffineries, les stations de distribution assurant l'approvisionnement en gaz des usagers locaux.

Chacun des usagers impose au gaz ses prescriptions, dont le degré de séchage et de séparation de l'essence ; la teneur admissible en hydrogène sulfuré, azote, gaz carbonique, acides organiques ; la te-

neur admissible en impuretés mécaniques, ainsi qu'en fluides aqueux. Ces prescriptions sont homologuées par le cahier des charges correspondants sur la livraison du gaz. Les prescriptions sont les plus rigoureuses pour le gaz refoulé dans les gazoducs ; le gaz doit être bien séché et délivré de l'essence, posséder le minimum d'impuretés mécaniques, d'hydrogène sulfuré, de gaz carbonique et d'acides organiques. Tout ceci assure un travail sans aléas de la conduite, la sécurité de l'utilisation du gaz dans l'industrie et dans la vie courante, l'usure minimale de l'équipement utilisé dans le pompage du gaz.

Pour obtenir un gaz de propriétés requises, on construit dans les champs de gaz des unités pour la séparation du gaz, la séparation de l'essence, le séchage et l'épuration du gaz. Ces unités sont liées aux puits et entre elles par des conduites, et leur ensemble forme le système de collecte.

Ce système doit assurer une manœuvrabilité élevée, l'obtention d'un gaz aux propriétés commerciales, l'utilisation maximale et rationnelle de l'énergie de gisement, l'amenée sans aléas du gaz jusqu'à l'usager, l'utilisation intégrale du gaz et l'étanchéité de tout le système de collecte.

Les systèmes de collecte de gaz sont très variés. Leur choix dépend du type de champ (gaz, condensat de gaz), des réserves, de la configuration du gisement, des débits de service des puits, de la pression du gaz à la tête de puits, de la présence des inclusions nocives, etc.

La collecte du gaz peut être unitaire, de groupe et centralisée.

Dans le *système unitaire* chaque puits possède son ensemble des constructions nécessaires pour le traitement du gaz (séparateurs, séchoirs, etc.), après lesquels le gaz est canalisé vers l'usager. Ce système existe aujourd'hui encore, surtout pour la période initiale de l'exploitation des gisements de gaz et de condensat, ainsi que pour les champs dont le réseau des puits est très raréfié.

Les inconvénients que présente ce système sont : la nécessité de la desserte permanente et qualifiée d'un grand nombre d'installations très dispersées ; l'augmentation des pertes de gaz définie par le grand nombre d'installations ; la complexité de la collecte automatique et du traitement.

Système de groupe. Dans ce système l'ensemble des ouvrages nécessaires pour le traitement du gaz est concentré au poste de collecte qui relie 10 ou 12 puits les plus proches. A partir du poste de collecte le gaz est canalisé vers le collecteur, puis au poste de collecte du chantier, d'où il est dirigé vers l'usager. Ce système est largement appliqué dans les champs de gaz, du fait qu'il réduit les frais de desserte et de l'établissement du chantier.

Système centralisé. Dans ce cas le gaz est canalisé des puits vers le poste de collecte central qui assume l'ensemble des processus de traitement du gaz et sa livraison à l'usager.

Les champs importants quant aux réserves de gaz ou couvrant de grandes superficies peuvent posséder plusieurs postes de collecte centraux. De tels postes peuvent aussi desservir plusieurs champs voisins à réserves réduites. Ces systèmes sont largement utilisés dans les chantiers du Nord de l'U.R.S.S. et de la Sibérie occidentale.

Il convient de souligner qu'il est rare que les systèmes de collecte de gaz correspondent pleinement au schéma décrit. D'habitude, on recourt à leur combinaison. Par exemple, la séparation du gaz

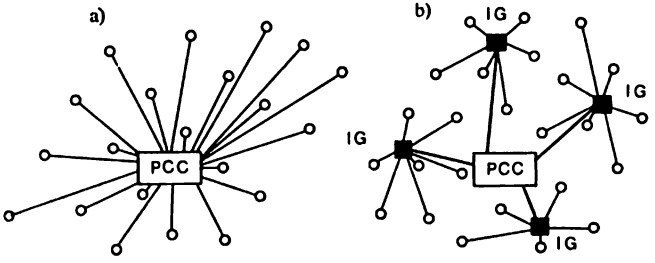


Fig. XXIV.4. Forme de réseau de la collecte du gaz sans collecteur. Connexion des puits:
a — unitaire; *b* — de groupe; IG — installation de groupe; PCC — poste de collecte centralisé

étant unitaire, son séchage et son épuration se font d'après le mode centralisé ou de groupe; le gaz est séparé et épuré suivant le principe des installations de groupe, alors que son séchage est centralisé.

On distingue les systèmes à collecteur et sans collecteur. Le système sans collecteur s'emploie seulement pour le traitement centralisé du gaz. La figure XXIV.4 représente les formes de réseau de la collecte sans collecteur.

Le *système à collecteur* peut être utilisé quel que soit le degré de centralisation du traitement. Les différentes formes d'un réseau à collecteur sont représentées sur la figure XXIV.5. D'après la pression de service (p), les systèmes de collecte sont:

à vide: $p < 0{,}1$ MPa;
à basse pression: $p = 0{,}1$ à $0{,}6$ MPa;
à pression moyenne: $p = 0{,}6$ à $1{,}6$ MPa;
à haute pression: $p > 1{,}6$ MPa.

Les différentes formes de la collecte de gaz permettent de donner une formule bien claire au système concret, qui traduit toutes ses particularités. Ceci importe surtout pour la rédaction de l'avant-projet d'un gisement concret. Voici quelques exemples de telles formules:

système de collecte rayonnant à haute pression à mesure et séparation de groupe et à traitement centralisé;

système de collecte annulaire à vide, à mesure et séparation unitaire et à traitement centralisé;

système de collecte sans collecteur à haute pression, à mesure, séparation et traitement centralisés.

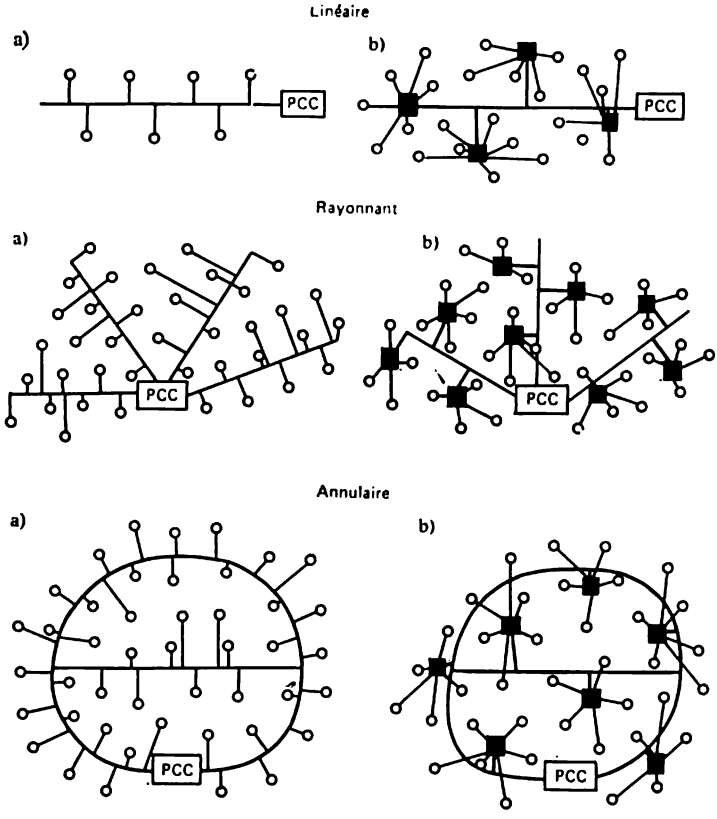


Fig. XXIV.5. Forme de réseau de la collecte du gaz à collecteur. Connexion des puits:
a — unitaire; *b* — de groupe

Collecte dans un champ de gaz

Les gisements qui ne fournissent que du gaz ne produisent pas pratiquement du condensat, mais peuvent avoir de l'eau. Leur gaz est alors utilisé comme combustible expédié à l'usager par les gazoducs. C'est pourquoi le traitement du gaz est centré sur son séchage poussé, son épuration des impuretés mécaniques, de l'hydrogène sulfuré, du gaz carbonique et des acides organiques si le gaz en contient.

Lorsque le gaz contient plus de 0,05 % d'hélium, on le soumet au retraitement pour y extraire cet élément si précieux, puis on le canalise vers le consommateur.

Un même champ peut imposer la collecte séparée suivant deux et plus réseaux différents, si :

a) certaines couches productives contiennent du gaz « sec », les autres, du condensat ; certaines couches fournissent du gaz à teneur en hélium présentant un intérêt industriel ;

b) des couches isolées contiennent du gaz contaminé par des inclusions d'hydrogène sulfuré, de gaz carbonique, d'acides organiques ;

c) la pression du gaz diffère suivant les couches.

De nos jours, les systèmes de collecte des champs ne fournissant que du gaz sont généralement combinés : aux postes de groupe, on assure seulement la mesure et la séparation du gaz, alors que son traitement intégral et son expédition sont assumés par le poste centralisé.

Collecte dans un gisement du gaz à condensat

Dans ces gisements, le gaz contient des hydrocarbures lourds qui, avec la baisse de la température et de la pression, passent à l'état liquide. Ceci fait que le traitement du gaz qui le prépare à l'expédition impose, en plus du séchage, l'extraction du condensat. Ces deux opérations peuvent être réalisées par une même installation ou être séparées.

Les systèmes de collecte utilisés pour les champs de gaz à condensat peuvent être différents. En présence des pressions de gisement élevées, on recourt au système de groupe. Le séchage et l'extraction du condensat sont cumulés par les installations de traitement complexe du gaz, établies dans les postes de groupe de la collecte. Une épuration supplémentaire est réalisée aux postes de collecte du chantier.

Lorsque la pression du gaz à la surface est supérieure à 6 MPa, le traitement principal du gaz consiste à réaliser la séparation à basse température. Lorsque la pression atteint 6 MPa et descend plus bas, ce mode de séparation devient peu efficace ; on applique alors d'autres méthodes de traitement, par exemple, l'adsorption ou le froid artificiel.

Séparation. C'est le processus de division de la production en phases liquide et gazeuse. Les phases liquide et gazeuse se séparent sous l'effet de la pesanteur, de l'inertie, etc., dans les appareils nommés séparateurs de gaz. Les forces centrifuges et inertielles dans ces appareils sont le plus souvent combinées à la pesanteur. La plus simple est la séparation à un étage, à laquelle on recourt surtout dans les chantiers fournissant du gaz. En présence du condensat, on utilise la séparation à deux et plus étages, chaque séparation consécutive entraînant la baisse de la pression.

Epuration et séchage. La présence dans le gaz des inclusions d'hydrogène sulfuré et du gaz carbonique provoquent la corrosion intense de l'appareillage et des conduites. L'épuration du gaz naturel de l'hydrogène sulfuré est un processus onéreux, mais l'obtention du soufre élémentaire comme produit de l'épuration couvre tous les frais.

Lorsque la teneur en hydrogène sulfuré est supérieure à 0,02 kg/m^3, on recourt à l'épuration par absorption, et lorsque cette teneur est plus faible, à l'épuration par adsorption. Les méthodes absorbantes sont fondées sur l'utilisation des solvants et des substances à réaction facile avec l'hydrogène sulfuré. Les méthodes adsorbantes ont à leur base l'utilisation des zéolithes artificiels, ainsi que des tamis moléculaires.

En séchant le gaz, on y élimine les vapeurs d'eau à l'aide des absorbants différents: diéthylèneglycol, triéthylèneglycol, etc. Toutefois, le séchage le plus profond peut être assuré seulement par les méthodes adsorbantes. En tant qu'agents d'adsorption, on emploie l'oxyde d'aluminium activé, silicagel, zéolithes, etc.

Chapitre XXV

AUTOMATISATION ET TÉLÉMÉCANISATION

L'automatisation et la télémécanisation de la production du pétrole et du gaz sont les traits du progrès technique qui permettent d'accroître la productivité du travail et sa culture, améliorer sensiblement les indices économiques des entreprises.

Il est établi que pour automatiser la production l'équipement doit témoigner une fiabilité à toutes épreuves et être adapté à cet effet. D'autre part, l'expérience a montré que l'automatisation de certaines installations, opérations, processus technologiques ne peut fournir un effet économique de quelque importance que lorsque le problème d'automatisation se résout dans son ensemble complexe.

L'expérience de l'exploitation des systèmes de collecte et de transport monotube de pétrole par oléoducs, sans postes de pompage intermédiaires, a révélé les avantages économiques élevés qu'ils présentent. Ils permettent de concentrer toutes les installations de traitement du pétrole en un seul poste ou en un nombre de postes limité et automatiser ces processus avec des frais d'installation minimaux.

Les systèmes monotubes à oléoducs de la collecte du pétrole sont utilisés dans la plupart des régions pétrolifères.

Le système de collecte, de transport et de traitement du pétrole, du gaz et de l'eau de la figure XXV.1 est doté de l'équipement automatisé (version de groupe):

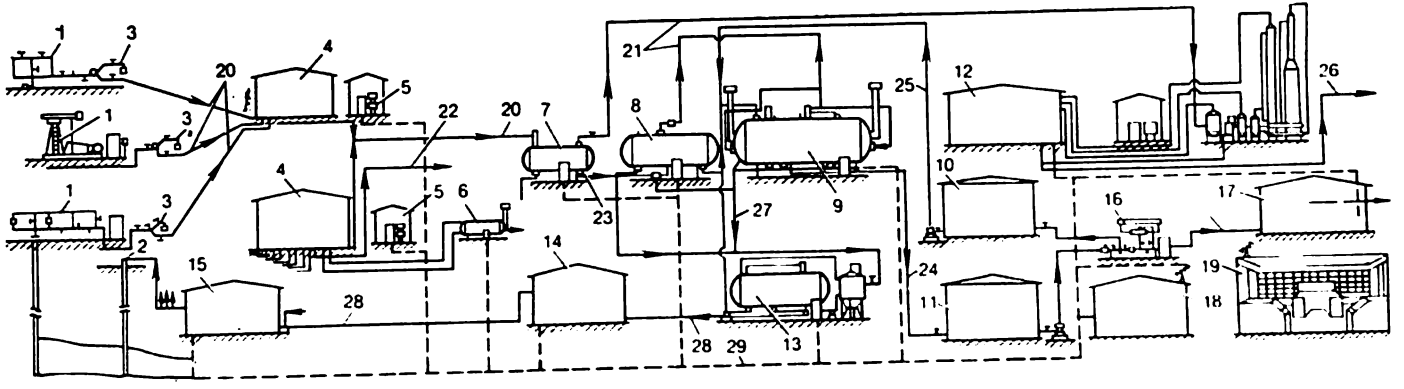


Fig. XXV.1. Système automatisé de la collecte de chantier, du transport et de la préparation du pétrole, du gaz et de l'eau:

1 — puits de production: éruptifs, à pompes à tige et centrifuges électriques; *2* — puits d'injection; *3* — dispositif du lancement des sphères pour le nettoyage de la paraffine dans les lignes d'écoulement; *4* — installations de mesure des groupes; *5*—groupe de l'automatisme local des installations de mesure; *6* — réchauffeur du liquide; *7* — séparateur du 1-er échelon; *8* — séparateur à rejet préalable des eaux de gisement; *9* — séparateur désémulsionneur: installation pour la préparation du pétrole; *10* — réservoir de pétrole non conditionné; *11* — réservoir de pétrole marchand; *12* — installation de la prépartion du gaz; *13* — installation de la préparation de l'eau; *14* — station de pompage pour le refoulement de l'eau de la première remontée; *15* — station de pompage du faisceau; *16* — installation de la réception automatique du pétrole marchand; *17* — station de pompage pour le refoulement du pétrole marchand; *18* — poste de dispatching; *19*— centre de calcul du système de commande automatique. Conduites de refoulement: *20* — du mélange pétrole-gaz-eau; *21* — du gaz; *22* — du mélange pétrole-gaz; *23* — du pétrole déshydraté et partiellement séparé; *24* — du pétrole marchand; *25* — du pétrole non conditionné; *26* — du gaz marchand; *27* — de l'eau non épurée; *28* — de l'eau préparée pour l'injection dans les couches; *29* — lignes des communications télémécaniques.

installations de mesure de groupe prévues pour un débit par puits de 400 à 1500 t/j ; pression de service, 4 kPa ; nombre de puits reliés, jusqu'à 14 ;

installations de mesure de groupe pour collecte séparée des pétroles déshydratés, hydratés et de sortes différentes, prévus pour débit par puits de 400 t/j ; pression de service, jusqu'à 4 MPa ; nombre de puits reliés, jusqu'à 24 ;

unités de chauffage du pétrole brut d'une productivité de 5 millions de Cal/h ;

séparateurs d'une productivité de 1500 à 20 000 t/j ;

séparateurs à vidange préalable des eaux de formation d'une productivité de 750 à 20 000 t/j ;

installations de traitement du pétrole (des émulsificateurs) d'une productivité de 1000, 2000 et 3000 t/j en un bloc ;

installations de traitement du pétrole à bloc de chauffage et de décantation séparés, d'une productivité de 3000 à 10 000 t/j ;

installations du traitement du gaz pour puits à gaz-lift d'une productivité de 40 à 500 mille m^3/j ;

installations de traitement du gaz pour puits à gaz-lift d'une productivité de 100 à 500 mille m^3/j ;

installations de traitement de l'eau d'une productivité de 150 à 10 000 t/j ;

faisceau de postes de pompage d'une productivité de 3600 m^3/j en un bloc de pompage ;

installations de livraison du pétrole marchand d'une productivité de 10 à 20 mille t/j ;

installation de repompage du pétrole marchand d'une productivité de 10 mille t/j.

Du point de vue de la distribution rationnelle de l'équipement automatisé, il faut s'efforcer de concentrer au maximum les installations technologiques en un poste, ce qui rend bien plus simple leur desserte.

Il faut également perfectionner les méthodes et les moyens de l'exécution des opérations isolées et, en premier lieu, le nettoyage des tubes de pompage des dépôts de paraffine, ainsi que les lignes d'écoulement et les collecteurs de chantier.

L'automatisation et le contrôle télémécanique efficaces des chantiers se ramènent aux trois principes :

1. L'automatisation et le contrôle télémécanique doivent porter sur tous les éléments de la production principale et des services auxiliaires de l'entreprise : le problème doit être résolu dans son ensemble ;

2. L'automatisation doit éliminer la présence constante du personnel desservant l'appareillage: elle doit prévoir d'elle-même un équipement de réserve lorsque l'arrêt du processus est inadmissible ; assurer le blocage automatique de l'objet dans le cas des accidents ;

3. L'information canalisée aux postes de commande doit être réduite au minimum ; il faut rendre possible la révision des caractéristiques des objets contrôlés, et assurer la signalisation automatique des dangers des situations critiques survenues dont les objets sont le siège. Voici les volumes approchés de l'automatisation des objets technologiques.

Indépendamment du mode de production du pétrole les *puits* sont munis d'appareils de contrôle pour la mesure de la pression sur l'amortisseur, la conduite d'écoulement et dans l'espace annulaire tubage-parois. Les moyens de l'automatique établis sur le puits doivent assurer le blocage dans des situations critiques, ainsi que l'autodémarrage après une courte coupe de courant électrique et l'élimination de l'état critique sur l'objet.

Installations de mesure de groupe. Elles mesurent automatiquement et à tour de rôle les débits des puits reliés, la quantité totale du liquide (pétrole pur) et la quantité de gaz. Les mesures doivent se faire d'après le programme introduit dans l'automatisme local. Les installations sont également munies de blocage automatique en cas des situations critiques. Les résultats du travail de ces installations sont source d'information sur l'état des puits, utilisée pour le contrôle opératoire des consignes de soutirage du liquide, de la planification des mesures géologiques et techniques et du contrôle du régime de l'exploitation du gîte. L'information sur le fonctionnement de l'installation est transmise par les lignes télémétriques au poste de commande.

L'automatisation des *installations de chauffage du pétrole* est régie par la température du liquide chauffé ; ces installations sont munies également de blocage automatique en cas des situations critiques.

Séparateurs. L'automatisation y porte sur le réglage du niveau du liquide et de la pression, la signalisation sur le danger de la verse ou du dépassement de la pression prévue, le blocage de la ligne de réception en cas des situations critiques.

Installation de traitement du pétrole. Il faut prévoir pour les désémulsificateurs à blocs le contrôle automatique local et le réglage des niveaux du pétrole et de l'eau, de l'interface eau-pétrole, du chauffage du produit jusqu'à la température requise. Il faut prévoir un analyseur de l'humidité du pétrole et le retour du pétrole non conditionné pour le retraitement. L'installation est munie également de l'automatisme de sécurité avec blocage du système en cas des situations critiques. Dans les réservoirs du pétrole marchand, on observe le niveau limité admissible ; la signalisation sur le danger de la verse du pétrole doit être transmise automatiquement au poste de commande.

Installation de livraison du pétrole marchand. Il faut prévoir le contrôle à distance de la quantité du pétrole expédié à l'usager à

0,25 ± 0,25 % près suivant le volume et à 0,5 % près suivant le poids, le contrôle automatique de l'humidité prévenant le pompage du pétrole non conditionné, le contrôle de la densité du pétrole avec correction suivant la température. L'installation est également munie de l'échantillonneur pour l'analyse du pétrole fourni à l'usager suivant un programme spécial.

L'*installation du traitement des eaux usées* est dotée de moyens de contrôle automatique des indices principaux du processus d'épuration, de changement automatique des filtres pour la régénération et de contrôle à distance de la qualité de l'eau pompée dans la couche pour y maintenir la pression. L'analyse de la qualité de l'eau est réalisée au laboratoire.

Les *blocs des installations de traitement du gaz* sont complétés par les moyens de contrôle et de réglage automatique du processus, ainsi que de moyens de protection et de signalisation en cas d'état d'urgence.

Faisceau des stations de pompage. Il faut prévoir le contrôle de la pression à l'entrée et à la sortie de l'eau pompée, ainsi que de la quantité pompée dans des puits isolés. La station est munie de moyens de protection automatiques et des dispositifs pour l'autodémarrage des pompes après une courte coupure de courant et l'engagement des groupes de réserve.

Le *contrôle télémétrique* avec l'utilisation des communications par câble équipe les installations de mesure de groupe, les stations de prise d'eau, les faisceaux des stations de pompage, les installations de traitement du gaz prévu pour l'exploitation au gas-lift. Les systèmes de contrôle à distance sont les installations du poste central de traitement du pétrole, du gaz et de l'eau.

À NOS LECTEURS

Les Editions Mir vous seraient très reconnaissantes de bien vouloir leur communiquer votre opinion sur la traduction et la présentation de ce livre, ainsi que toute autre suggestion.

Ecrire à l'adresse: Editions Mir,
2, Pervi Rijski péréoulok,
Moscou, I-110, GSP, U.R.S.S.

Imprimé en Union Soviétique